CANADA-NEWFOUNDLAND
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD

Annual Report 1988 - 1989

89-06018/

PROFILE

The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB) is the government agency responsible for petroleum resource management and for administering the legislation and regulations governing exploration for and production of hydrocarbons offshore Newfoundland and Labrador.

The Board is jointly responsible to the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador, to which it annually reports through the Minister of Energy, Mines and Resources, and the Minister of Mines and Energy respectively.

CONTENTS

Report of the Chairman/Chief Executive Officer 2

Report of 1988/89 Operations 6
- Land Management 7
- Core Storage and Data Management 11
- Exploration Activity 13
- Development Activity 16
- Operations 19
- Occupational Health and Safety 21
- Environmental Affairs 23
- Canada/Newfoundland Benefits 26

Financial Reports 28
- Financial Information 29
- Auditors Report and Financial Statements 30

Structure of Organization 34

ISBN 0-921569-05-X

Annual Report 1988-1989

CANADA-NEWFOUNDLAND OFFSHORE PETROLEUM BOARD

May 9, 1989

The Honourable Jake Epp
Minister
Department of Energy, Mines and Resources
Government of Canada

The Honourable Rex Gibbons, Ph.D.
Minister
Department of Mines and Energy
Government of Newfoundland and Labrador

Honourable Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Atlantic Accord, we, the members of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, are pleased to submit the annual report, together with the financial statements of the Board, for the fiscal year ended March 31, 1989.

Respectfully submitted:

J.E. (Ted) Baugh, P.Eng.
Chairman and Chief Executive Officer

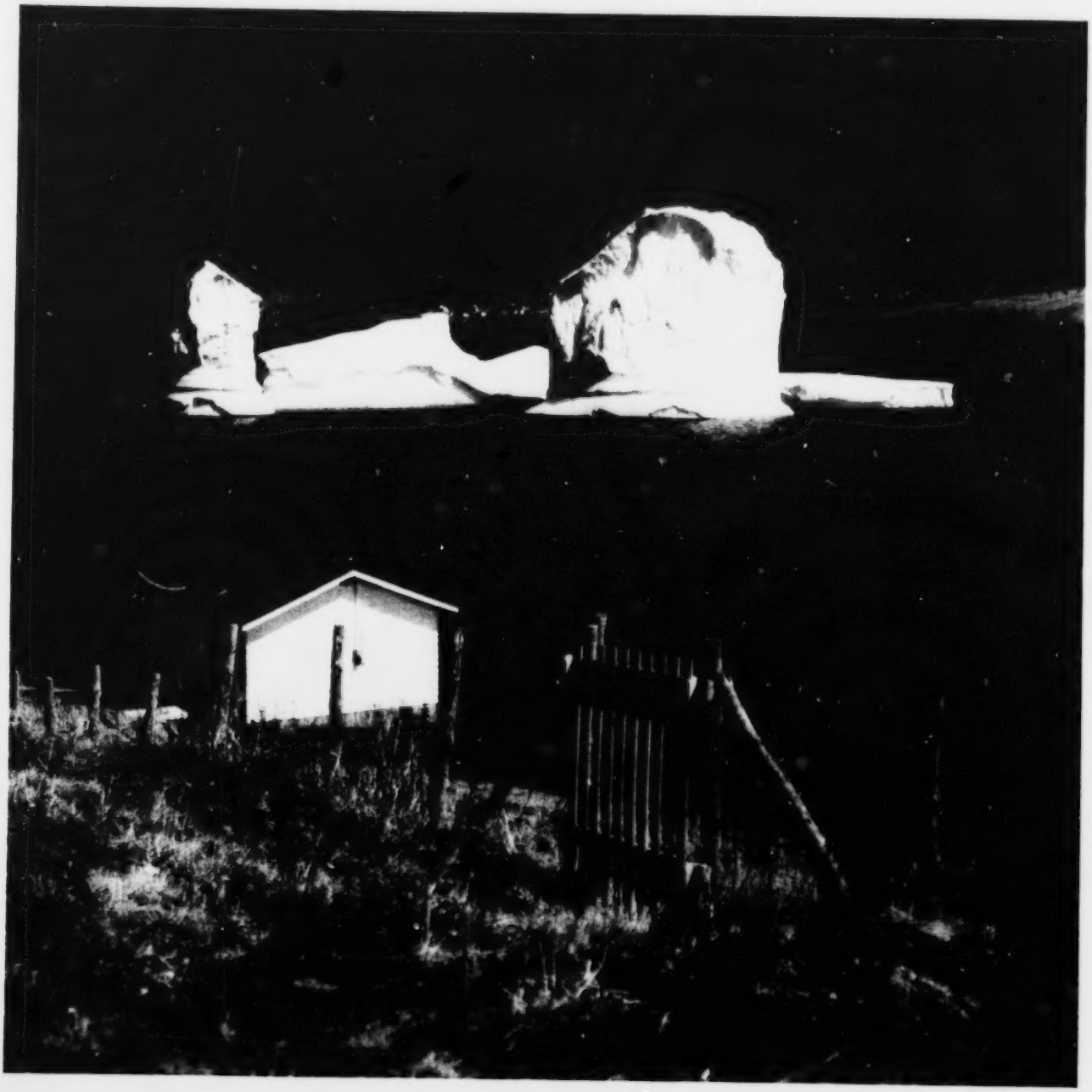
J.G. Fitzgerald, P.Eng.
Vice-Chairman

D. Henao
Vice-Chairman

G. Ross Peters, P.Eng.
Member

John J. Zwolinski
Member

Report of the Chairman / Chief Executive Officer



I am pleased to introduce herewith, the Board's fourth annual report. In the following pages, details are provided on the Board's activities during the fiscal year from April 1, 1988 to March 31, 1989.

During the first three full years of the Board's operation, the world oil price has been generally low and anything but stable - falling from 28 $US to 10 $US per barrel in the first six months of 1986 and fluctuating generally between 13 $US and 18 $US per barrel thereafter. During this period the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) attempted, with limited success, to increase and stabilize the price at 18 $US per barrel or higher. Notwithstanding the disappointing oil price level, industry maintained a fairly continuous activity offshore Newfoundland and spudded between five and seven new exploration and delineation wells each year. During the past year, work was carried out on ten wells, including spudding of seven new wells.

Continued interest in the Newfoundland offshore has also been evidenced by bidding for new exploration licenses offered by the Board. In 1987 the Board instituted an annual cycle for rights issuance. This process commences with an invitation to industry in October each year to nominate lands to be offered for competitive bid and is followed by preparation of a plan for approval by both Ministers setting forth the parcels proposed and the terms and conditions of the licenses. Upon ministerial approval, the industry is invited in February or March to submit bids by the following September. In accord with this pattern eight parcels were offered in March 1989 for bids due by September 1989.

In July 1988, the Hibernia project owners and the governments of Canada and Newfoundland signed a Statement of Principles setting forth the basis on which the development of Hibernia would proceed. This is to be followed by the parties entering into a binding definitive agreement. The Statement of Principles incorporated terms and conditions

from the Board's 1986 approval of the Hibernia Canada-Newfoundland Benefits Plan and introduced certain additional requirements concerning targets for industrial and employment benefits. The two governments have conveyed to the Board their determination that Canada, and in particular Newfoundland, must benefit to the maximum extent possible through transfer of offshore technology and engineering and management skills to residents of Newfoundland and other Canadians as well as through employment and participation in the project by manufacturers, consultants, contractors and service companies in Newfoundland and other parts of Canada.

The Board commenced discussions with Mobil to establish a system for monitoring and reporting on the project owners' compliance with various commitments. These discussions will establish an effective system for the Board to monitor on a timely basis the employment, procurement and contracting activities related to the Hibernia project, without undue interference in the competitive bidding process. The Board will report regularly to both governments on these matters as the project proceeds.

The Hibernia Benefits Plan, approved conditionally by the Board in 1986, included an undertaking by the project owners to encourage the development of Canadian sources of supply, to ensure that Canadian and Newfoundland business capability are considered and that Canadian businesses are advised in a timely fashion of the project's needs. As an important first step in satisfying these commitments, Mobil Oil Canada Ltd., on behalf of the project owners, distributed an extensive set of brochures about the project and conducted a series of Industrial Opportunities Seminars in eleven major centres across Canada to inform the business community of the project requirements and the procurement procedures that will be employed. These seminars were greeted with widespread interest and were attended by some 3,000 persons. The Board believes that Mobil and its partners in taking this initiative, have responded in a very positive fashion to the concerns of the Board and the governments respecting timely notice to the Newfoundland and Canadian business community. The Board looks for-

ward to further initiatives of this type to ensure that maximum industrial benefits flow to Newfoundland and other parts of Canada from this major project.

During the past year further progress was made in establishing policies and procedures under which the Board will carry out its role under the Atlantic Accord Implementation Acts and regulations thereunder. Comprehensive guidelines were developed and issued, describing the Board's requirements and the process for handling a development application. A Safety Assessment System was instituted under which the Board will assess the safety of offshore operations from program approval through conduct and termination of each operation in a thorough and consistent manner. Both of these policies were discussed extensively with industry before their being adopted.

An Information Letter was issued to industry setting out guidelines with respect to items required by the Board to process a development application. An Information Letter in draft form was prepared for comment by industry covering the proposed criteria for handling an application for declaration of a Significant Discovery. These Information Letters are intended to establish consistent and predictable procedures and policies for handling the applications.

During the year, discussions continued with several departments and agencies of the two governments, concerning the handling of matters of mutual concern. Procedures and responsibilities were developed and included in Memoranda of Understanding (MOU's) setting out the role of each party. MOU's were signed with federal and provincial departments of Fisheries and Environment. MOU's are almost ready for execution covering monitoring of Canada-Newfoundland Benefits Plans and managing occupational Safety and Health. Still under discussion is a MOU with Canada Coast Guard (CCG) and Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) concerning marine matters involved in the offshore.

During the year, the Board proceeded with construction of a facility for storage, curatorship and examination of geological and hydrocarbon samples and geophysical records. The samples and cores from all wells drilled offshore Newfoundland will be moved from the Bedford Institute of Oceanography in Dartmouth, N.S. to the new facility in St. John's during the second quarter of 1989.

During the past year the Board held two of its meetings outside St. John's; one in Happy Valley-Goose Bay and one in Gander. On these occasions, meetings were held with local business and community representatives to inform them of the Board's role and activities concerning the offshore which could affect them.

During the past year the Board received with regrets, resignations from two of its original members, Mr. William Deyell, P. Eng., and Mrs. Janet Gardiner, C. A. Their counsel and participation in discussions made a valuable contribution to the Board's decisions.

Also near the year end, the Honourable Marcel Masse assumed the portfolio of federal Minister of Communications and was replaced as Minister of Energy, Mines and Resources by the Honourable Jake Epp. Mr. Masse's contributions to the Board's operations were greatly appreciated.

On March 31, 1989, the Honourable A. Brian Peckford retired as Premier and Minister of Energy for the Province of Newfoundland and was replaced as Minister of Energy by the Honourable Neil Windsor. Mr. Peckford, as one of the principal architects of the Atlantic Accord and one who believes that a strong Board will serve the best interests of both the Province and Canada, was always available for counsel and guidance. I am pleased to extend to Mr. Peckford on behalf of the members of the Board, our collective best wishes for his future endeavors.

Finally, as the year drew to a close, the term of my appointment as Chairman of the Board also was drawing to a close, as a result of my decision to retire. I am pleased to have been involved with the Board during its formative years. I am also pleased to be turning over my responsibilities to H. James Strain, P. Eng. He brings to the Board a distinguished record in the petroleum industry, which is described on the following page.

J.E. (Ted) Baugh

Chairman & CEO

H. James Strain , P. Eng., was appointed Chairman of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board effective April 17, 1989, replacing J. E. (Ted) Baugh who had served in that position since December 1, 1985.

Prior to his appointment, Mr. Strain held the position of Senior Vice-President - Drilling and Frontier, with Dome Petroleum of Calgary. An engineering graduate of the University of British Columbia, Mr. Strain also had long experience in the Canadian oil industry with Gulf and Panarctic.

In recent years, in addition to his position with Dome, Mr. Strain was president of Canadian Marine Drilling (Canmar), a Dome subsidiary company. Canmar's principal activity was drilling wells both in the Canadian North and offshore Alaska. The company constructed and operated specialized drilling units and other vessels for operation in ice covered waters.

Report of 1988/89 Operations

LAND MANAGEMENT

Licences

At the beginning of the year, lands were held under eight Exploration Licences (EL's) and ten Significant Discovery Licences (SDL's). During the year, three EL's were surrendered and two EL's were issued as a result of Call for Bids No. NF88-1.

At year's end, six operators held lands, consisting of seven EL's and ten SDL's with a total area of 733 699 hectares (Table 1). In addition, there were approximately 2.25 million hectares controlled by three operators in an area south of the islands of St. Pierre et Miquelon. These lands are currently under an exploration moratorium, pending resolution of the boundary dispute related to the sovereign rights around the islands.

Significant Discovery Areas

A Significant Discovery Area (SDA), for the Husky/Bow Valley et al North Ben Nevis P-93 discovery well, was declared on March 18, 1989. One other discovery, the Husky/Bow Valley et al Fortune G-57, is still pending SDA declaration.

Based on the results of further drilling conducted by Petro-Canada near the Terra Nova K-08 Significant Discovery Area declared on October 2, 1985, the Board amended the declaration to include an additional 7 111 hectares effective January 13, 1989.

Land Issuance

The Call for Bids No. NF88-1 issued in March 1988 closed on September 28, 1988. As a result, the Board announced two successful bids, namely, Parcel No. 1 (54 869 ha) awarded to Petro-Canada Inc. (50%) and Shell Canada Limited (50%), and Parcel No. 4 (58 817 ha) awarded to BP Canadian Holdings Limited (80%) and BP Resources Canada Limited (20%).

A work expenditure bid was the single criterion used in assessing and selecting successful bidders for these parcels. Work expenditure bids of $8,088,888 and $36,650,000 were submitted by Petro-Canada and Shell, and by BP Resources and BP Canadian Holdings, respectively. Effective January 10, 1989, Exploration Licence Nos. 1001 and 1002 were issued to Petro-Canada and Shell and to BP Resources and BP Canadian Holdings respectively.

Call for Bids

Call for Nominations No. NF88-1 was issued in October, 1988. On the basis of industry response to this

TABLE 1

Land Summary (April 1/88 - March 31/89)
(Hectares in Brackets)

Interest Owner	SDA's & EL's Held April 1 / 1988	EL's Surrendered During Fiscal Year	EL's Held March 31 / 1989	SDL's Held March 31 / 1989	Remaining Wells* & Year EL's Expire
Mobil	9 (423 573)	2 (67 048)	3 (300 100)	4 (37 010)	–
Labrador Group	4 (25 185)	–	–	4 (25 185)	–
Petro-Canada	2 (32 412)	–	2 (76 236)	1 (4 625)	1 / 1995
Shell	1 (228 826)	–	1 (228 826)	–	1 / 1993
Amoco	1 (46 050)	1 (46 050)	–	–	–
Husky Oil (Canterra)	1 (2 900)	–	–	1 (2 900)	–
BP	–	–	1 (58 817)	–	1 / 1995
Total	**18 (758 946)**	**3 (113 098)**	**7 (663 979)**	**10 (69 720)**	**3**

* Required to hold lands to full term

Call for Nominations, Call for Bids No. NF89-1, in respect of eight parcels of land in the northeast Grand Banks comprising 374 949 hectares, was approved by the Energy Ministers and published in the Newfoundland and Canada Gazettes on March 31 and April 1, 1989, respectively. This Call for Bids will close on September 26, 1989.

All parcels (Figure 2) call for a work expenditure bid and Exploration Licences will be issued to the successful bidders. All licences, except licence No. 8, are to be issued for a term of six years, consisting of two consecutive periods of three years. Licence No. 8 will have a term of nine years, consisting of two consecutive periods of five and four years, respectively.

Registration

Pursuant to the Acts, a public register of petroleum exploration and production interests and instruments has been established and is maintained in accordance with the *Newfoundland Offshore Area Registration Regulations.*

This system became operational on May 20, 1988 and provides for the registration of Exploration, Significant Discovery and Production Licences together with certain encumbrances related to these rights. Copies of the licences and registered documents may be viewed by any interested person upon payment of a prescribed fee.

Funds Collected/Refunded

In accordance with the Acts, the Board is responsible for the collection of certain revenues. During the year, the Board collected revenues amounting to $1,542,730 for annual rentals on lands held under Exploration Licence, $3,000 for issuance fees, $225 for Operating Licences and $2,065.25 for fees associated with the registration system, bringing the total funds collected to $1,548,020.25.

Companies were eligible to receive a refund of up to 50 percent of rentals paid on the basis of a dollar refund for each dollar of allowable expenditures. Refunds of $275,781.25 were made to Mobil Oil Canada Properties.

FIGURE 1

Land Holdings in the Newfoundland Offshore Area (March 31, 1989)

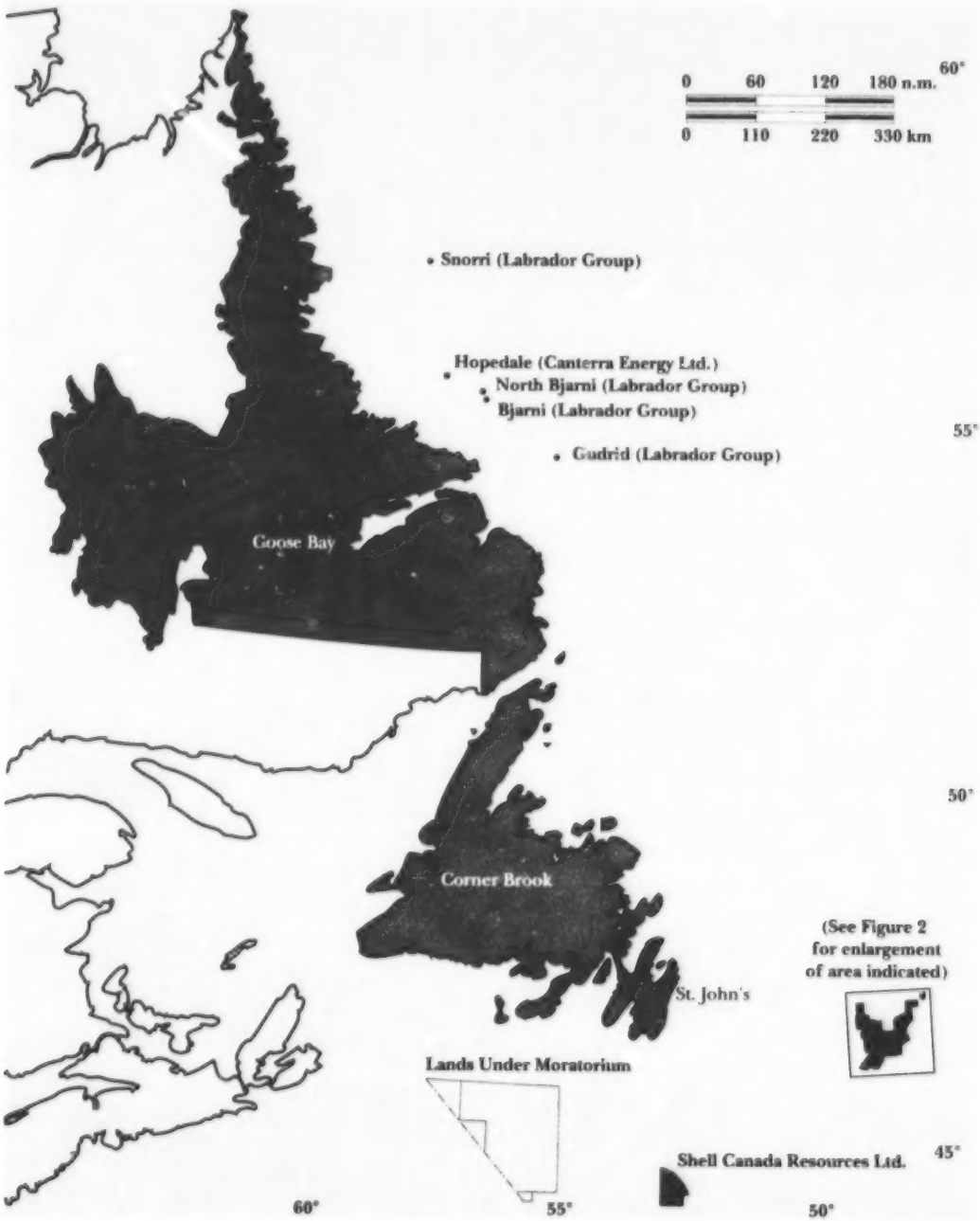
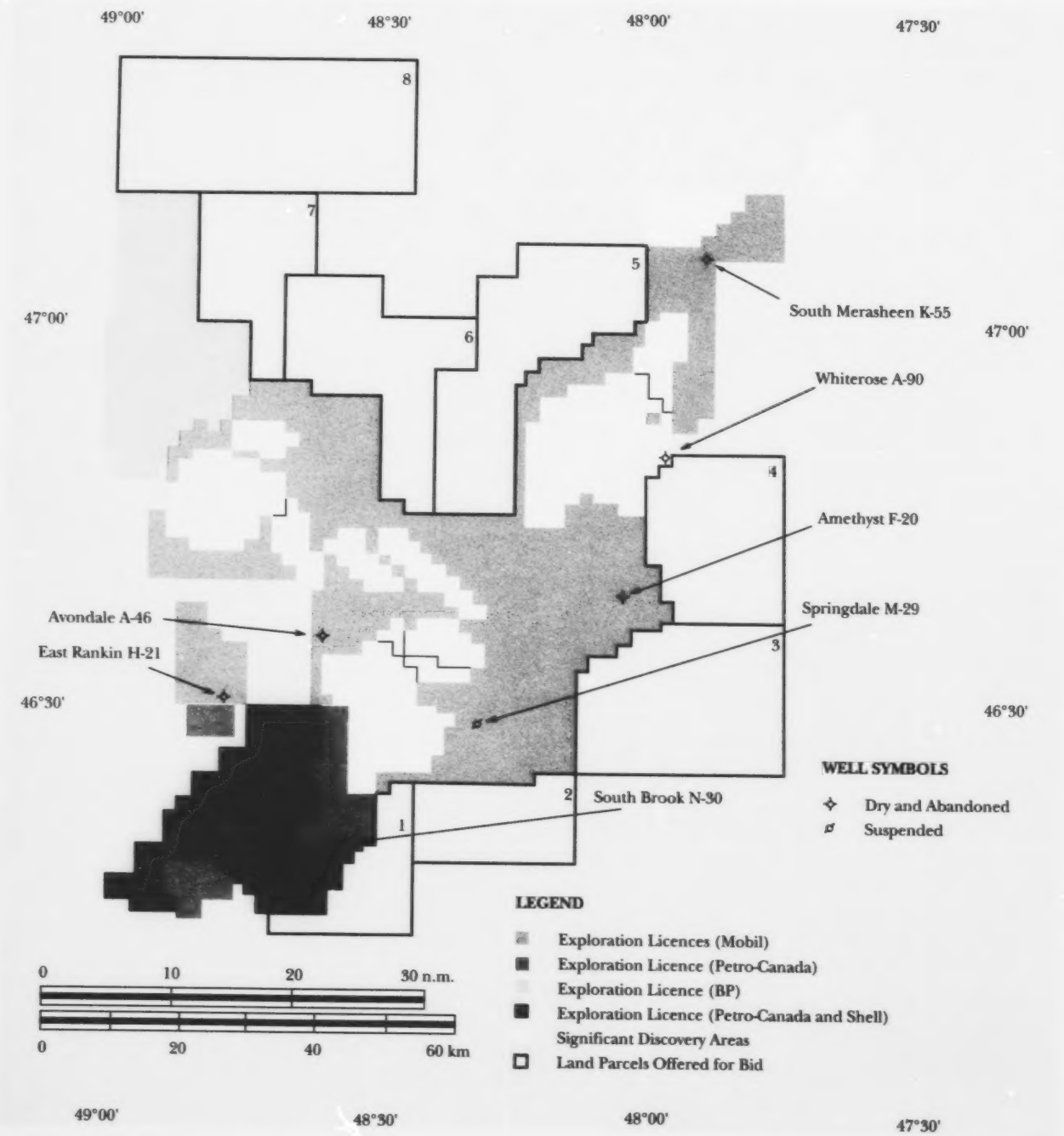


FIGURE 2

Land Holdings (March 31, 1989) and Wells Spudded (1988/89)
Northeast Grand Banks



CORE STORAGE AND DATA MANAGEMENT

The Board has a statutory responsibility to provide for the storage and curatorship of rock and fluid samples obtained from drilling operations in the Newfoundland offshore area. It is also responsible for the management of the geological and geophysical records and reports associated with offshore exploration in the area. After the expiration of the periods of confidentiality established by legislation, these materials may be examined by interested parties.

Core Storage and Research Centre

The construction of a modern facility, in which to store all rock and fluid samples from the 137 wells already drilled, plus future wells offshore Newfoundland and Labrador, was commenced in January, 1988. The building, located in the O'Leary Industrial Park in St. John's, has an area of approximately 1 000 m^2. Constructed at a cost of $1.6 million, it is expected to be operational in May, 1989.

The Core Storage and Research Centre provides a suitable working environment for earth scientists who wish to study rock and fluid samples, and also reports and other information derived from offshore operations.

Prior to the establishment of the facility in St. John's, all rock samples and other materials from wells drilled off the East Coast of Canada were stored at a facility in Dartmouth, Nova Scotia, operated by the Canada Oil and Gas Lands Administration. Transfer of the approximately 80 tonnes of Newfoundland material commenced in late March, 1989 and should be completed by May, 1989.

Shotpoint Location System

In excess of 500 000 kilometres of seismic lines have been shot by the industry in the Newfoundland and Labrador offshore areas since exploration started in 1964. This information is in the Board's files.
To facilitate access and to utilize effectively this vast quantity of data, the Board and the Canada Oil and Gas Lands Administration jointly developed a computerized Shot-

point Location System (SLS), which permits the accurate retrieval of the seismic data for any offshore location. Development of the SLS commenced in 1986 and the system became operational in mid 1988. Approximately 260 000 kilometres of data have already been entered into the system and work is continuing on entering the remaining data. The use of this system will allow rapid access to the information by the Board's staff, to carry out the important function of evaluation of offshore resources. It will also allow the staff to provide access to that information to earth scientists interested in studying the offshore geology, and in particular, to geophysicists of those oil companies that wish to explore for hydrocarbons in the Newfoundland offshore area.

EXPLORATION ACTIVITY

Exploratory Drilling

Six exploratory wells were spudded in the Jeanne d'Arc Basin during the 1988 fiscal year. These were: Mobil et al Avondale A-46, Petro-Canada et al South Brook N-30, Chevron et al East Rankin H-21, Texaco et al Amethyst F-20, Texaco et al South Merasheen K-55 and Texaco et al Springdale M-29. The first five wells were abandoned and classified as dry holes by their operators. The sixth, Springdale M-29 was temporarily suspended on March 9 when encroaching pack ice caused the Maersk Vinlander to leave location. The rig proceeded to Marystown, where it remained until March 31 when it departed to return to the wellsite.

TABLE 2

Drilling Activity

Well Name	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded / Re-Entered Suspended / Terminated	Status March 31/89	Total Depth (m)
Husky/Bow Valley et al Whiterose E-09 (delineation)	46° 48′ 26″ N 48° 01′ 23″ W	Bow Drill 3	87-08-20 / 88-01-14 / 88-04-22 87-11-11 / 88-02-22 / 88-07-01	Suspended oil well	3 970
Petro-Canada et al Terra Nova C-09 (delineation)	46° 28′ 10″ N 48° 30′ 59″ W	Sedco 710	87-12-13 / 88-06-16 88-03-04 / 88-08-01	Suspended oil well	3 640
Petro-Canada et al Terra Nova E-79 (delineation)	48° 28′ 29″ N 48° 26′ 48″ W	Sedco 710	88-03-05 / 88-04-15 88-04-01 / 88-06-14	Suspended oil well	3 605
Husky/Bow Valley et al Whiterose A-90 (delineation)	46° 49′ 11″ N 47° 57′ 18″ W	Bow Drill 3	88-07-02 88-08-11	Plugged and abandoned	3 025
Mobil et al Avondale A-46 (exploration)	46° 35′ 09″ N 48° 36′ 18″ W	Bow Drill 3	88-08-01 88-08-20	Plugged and abandoned	2 025
Petro Canada et al South Brook N-30 (exploration)	46° 19′ 53″ N 48° 34′ 05″ W	Sedco 710	88-08-21 88-09-18	Plugged and abandoned	1 789
Chevron et al East Rankin H-21 (exploration)	46° 30′ 27″ N 48° 48′ 10″ W	Sedco 710	88-09-19 88-10-27	Plugged and abandoned	2 150
Texaco et al South Merasheen K-55 (exploration)	47° 04′ 41″ N 47° 53′ 23″ W	Bow Drill 3/ Maersk Vinlander*	88-10-25 88-12-22	Plugged and abandoned	3 545
Texaco et al Amethyst F-20 (exploration)	46° 39′ 23″ N 48° 02′ 27″ W	Maersk Vinlander	88-12-25 89-02-09	Plugged and abandoned	3 305
Texaco et al Springdale M-29 (exploration)	48° 28′ 48″ N 48° 19′ 30″ W	Maersk Vinlander	89-02-11	Suspended	2 902

* Name of Bow Drill 3 changed to Maersk Vinlander 88-12-08

Delineation Drilling

Three suspended delineation wells were re-entered and one delineation well was spudded and terminated during the year. The three re-entered wells were Petro-Canada et al Terra Nova E-79, Petro-Canada et al Terra Nova C-09 and Husky/Bow Valley et al Whiterose E-09. The fourth delineation well drilled during the fiscal year was Husky/Bow Valley et al Whiterose A-90 which was abandoned and classified as a dry hole.

Petro-Canada reported 76 metres of net oil pay in the Terra Nova E-79 well. A drill stem test performed over the interval 3 268 - 3 278 m flowed oil at 1 431 m^3/d (9,000 barrels per day). This is the highest sustained oil flow rate recorded in a single test in the Newfoundland offshore area so far. The operator estimated this well to be capable of sustaining a rate of 3 180 m^3 oil per day (20,000 barrels per day).

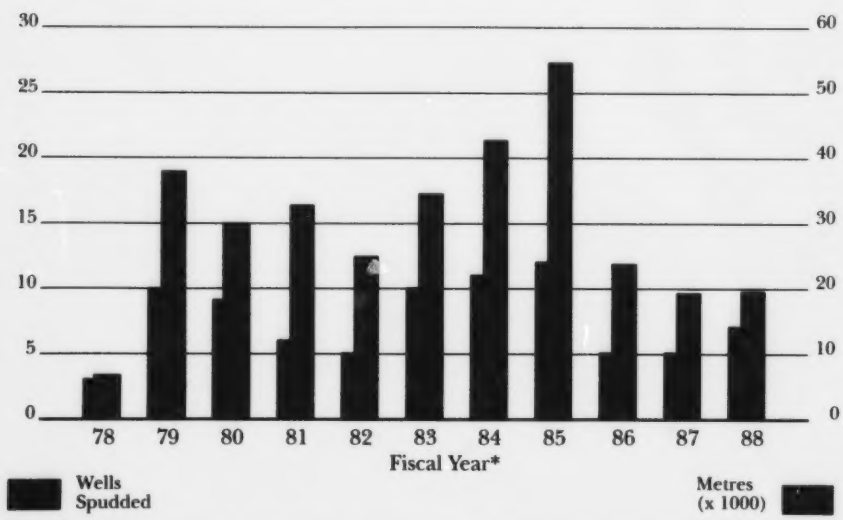
TABLE 3

Offshore Activity

Activity		To March 31/88	Total To March 31/89
Wells spudded:	Exploratory	108	114
	Delineation	22	23
Wells terminated:	Exploratory	108	113
	Delineation	19	23
Metres Drilled:	Exploratory	376,489	392,205
	Delineation	85,475	89,642
Seismic shot (km):		507,756	511,120

FIGURE 3

Drilling Activity Offshore Newfoundland and Labrador



* April 1 of the indicated year to March 31 of the following year.

In the Terra Nova C-09 well, Petro-Canada reported 69 metres of net pay. A drill stem test run over the interval 3 438 - 3 448 m flowed oil at 1 320 m^3/d (8,301 barrels per day). The very encouraging results obtained with the Terra Nova delineation program supported the Terra Nova participants' decision to award a preliminary engineering contract to evaluate development options.

The third delineation well re-entered was Husky/Bow Valley et al Whiterose E-09, in which the operator reported six successful tests. The interval 3 661 - 3 684 m in the Hibernia Formation flowed oil at 78 m^3/d (488 barrels per day). The Ben Nevis Formation was tested over five intervals, flowing oil from a high rate of 830 m^3/d (5,219 barrels per day) over the interval 2 958 - 2 986 m and 2 991 - 3 009 m to a low rate of 68.4 m^3/d (430 barrels per day) over the interval 2 915.5 - 2 923.5 m.

Geophysical and Geological Operations

One geological and eight geophysical programs were carried out during the year, all in the Jeanne d'Arc Basin of the Grand Banks region. The geophysical surveys included 71 km of 2-D reflection seismic data shot for Chevron over the East Rankin prospect and 3 293 km of 3-D seismic shot for Petro-Canada over the eastern extension of the Terra Nova Discovery. There were also five well site surveys, one for Husky, three for Petro-Canada and one for Texaco, the latter four including 835 km of high resolution seismic data. A sidescan sonar survey was run for Husky over a recent iceberg scour at the Whiterose structure area. The geological program was an airborne geochemical survey undertaken for Amoco.

Discovered Resource Estimates

During the year, the Board updated the discovered resource estimates for the Terra Nova, Whiterose and North Ben Nevis fields. This review increased the total discovered oil

TABLE 4

Discovered Resources – Northeast Grand Banks Region

Field Name (Operator)	Year Discovered	Discovered Recoverable Resources * Oil m^3x10^6 (million bbls)	Gas m^3x10^9 (billion cu.ft.)	NGL's** m^3x10^6 (million bbls)
Hibernia (Mobil)	1979	106.0 (666)	28.7 (1,017)	17.7 (111)
Ben Nevis (Mobil)	1980	3.0 (19)	6.5 (229)	4.7 (30)
South Tempest (Mobil)	1981	1.3 (8)	–	–
Hebron (Mobil)	1981	31.0 (195)	–	–
Nautilus (Mobil)	1982	2.1 (13)	–	–
North Dana (Mobil)	1983	–	13.3 (470)	1.8 (11)
Terra Nova (Petro-Canada)	1984	64.6 (406)	–	–
Trave (Husky/Bow Valley)	1984	–	0.8 (30)	0.2 (1)
South Mara (Mobil)	1984	0.6 (4)	4.1 (144)	1.2 (8)
Whiterose (Husky/Bow Valley)	1984	28.4 (178)	42.7 (1,509)	9.2 (58)
West Ben Nevis (Petro-Canada)	1985	4.0 (25)	–	–
Mara (Mobil)	1985	3.6 (23)	–	–
North Ben Nevis (Husky/Bow Valley)	1985	2.9 (18)	3.3 (115)	0.7 (4)
Fortune (Husky/Bow Valley)	1986	0.9 (6)	–	–
Totals (March 31/89)		**248.4 (1,562)**	**99.4 (3,514)**	**35.5 (223)**
Totals (March 31/88)		**195.2 (1,229)**	**114.5 (4,045)**	**34.0 (214)**

* expressed at the 50% probability of occurance
** Natural Gas Liquids

resource estimate for the Northeast Grand Banks region by 53.2 m^3x10^6 (335 million barrels). This figure includes the Fortune discovery, which was under confidential status in the previous report , and a revised figure for Hibernia.

Oil resource estimates for the Terra Nova and Whiterose fields were increased significantly on the basis of data acquired during delineation drilling. The Terra Nova field oil resource estimate was increased by 36.2 m^3x10^6 (227 million barrels) while the estimate for the Whiterose field was increased by 15.4 m^3x10^6 (96 million barrels).

Gas and natural gas liquids resource estimates were reduced for the Whiterose field by 10.9 m^3x10^9 (384 billion cu. ft.) and 2.6 m^3x10^6 (16 million barrels) respectively. Remapping of the North Ben Nevis structure was chiefly responsible for the reduction of the oil resource estimate for this field by 2.3 m^3x10^6 (15 million barrels).

The discovered resource estimates for fields in the Northeast Grand Banks region of the Newfoundland offshore area is provided in Table 4. These estimates incorporate all information publicly available as of March 31, 1989.

Except for the Hibernia and Terra Nova fields, discovered resources have been determined using a Monte Carlo computer simulation program which yields a range of resource estimates. Resource estimates for the Terra Nova field are based on a volumetric basis. The Board has not made resource estimates for Hibernia. The oil resource estimates shown in Table 4 are based on a 1988 simulation study made by COGLA. The gas and NGL's resource estimates are based on a similar study by the Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate in 1984.

These estimates are subject to change as additional information becomes available through further drilling, geophysical activity and released confidential data.

DEVELOPMENT ACTIVITY

Hibernia Statement of Principles

On July 18, 1988, a milestone was reached in the development of the Hibernia oil field when the Hibernia participating companies, the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador signed the Hibernia Statement of Principles. This document provides the framework for the financial and fiscal terms under which the project will be implemented. The participants have estimated the project's capital cost prior to the start of production at $5.2 billion, with a further $3.3 billion in development costs anticipated after production startup.

In addition to describing the project's financial and fiscal terms, the Statement of Principles confirmed the participating companies' acceptance of the Board's Decision 86.01 wherein the Board conditionally approved the proponent's Development Plan and Canada–Newfoundland Benefits Plan. Furthermore, the Hibernia participants committed themselves to use their best efforts to achieve, on a competitive basis, an estimated 45-50 per cent Canada-Newfoundland content in project expenditures and they also gave specific undertakings related to project management, engineering and technology transfer. The Board was given the responsibility of monitoring the implementation of these efforts. To discharge this responsibility, the Board will establish a comprehensive monitoring system and will review major contracting and procurement decisions at all stages of the contracting process. The Board will also monitor the implementation of commitments concerning technology transfer and the participation of Newfoundland and other Canadian residents in the project.

At the time of the signing of the Statement of Principles, it was anticipated that a detailed agreement could be concluded by March 31, 1989. However, this proved to be impossible and, in late March, the parties reported that, while much progress had been made, it would be a number of months before the agreement would be concluded.

Hibernia Project

Following the signing of the Hibernia Statement of Principles, the Board initiated a review of the project's contracting strategy and schedule. This review focused on two major contracts tendered by Mobil, as operator for the project, in the fourth quarter of 1988:

- Topsides Engineering and Procurement and Project Services Contract
- Gravity Base Structure Design, Construction and Installation Contract

Consortia of international, national and local engineering and construction companies were prequalified by Mobil to bid these contracts. The Board anticipates a high Canadian and Newfoundland participation in both contracts which are expected to be awarded in the second half of 1989. The total value of these contracts is estimated in the order of 1 billion dollars.

During the first quarter of 1989, the Board participated in eleven business community seminars sponsored by Mobil in locations from St. John's to Vancouver. The Board made a presentation at each location on the regulatory requirements related to the provision of goods and services to the Hibernia project, and gave an overview of the Board's plans to monitor Mobil's procurement and contracting activities.

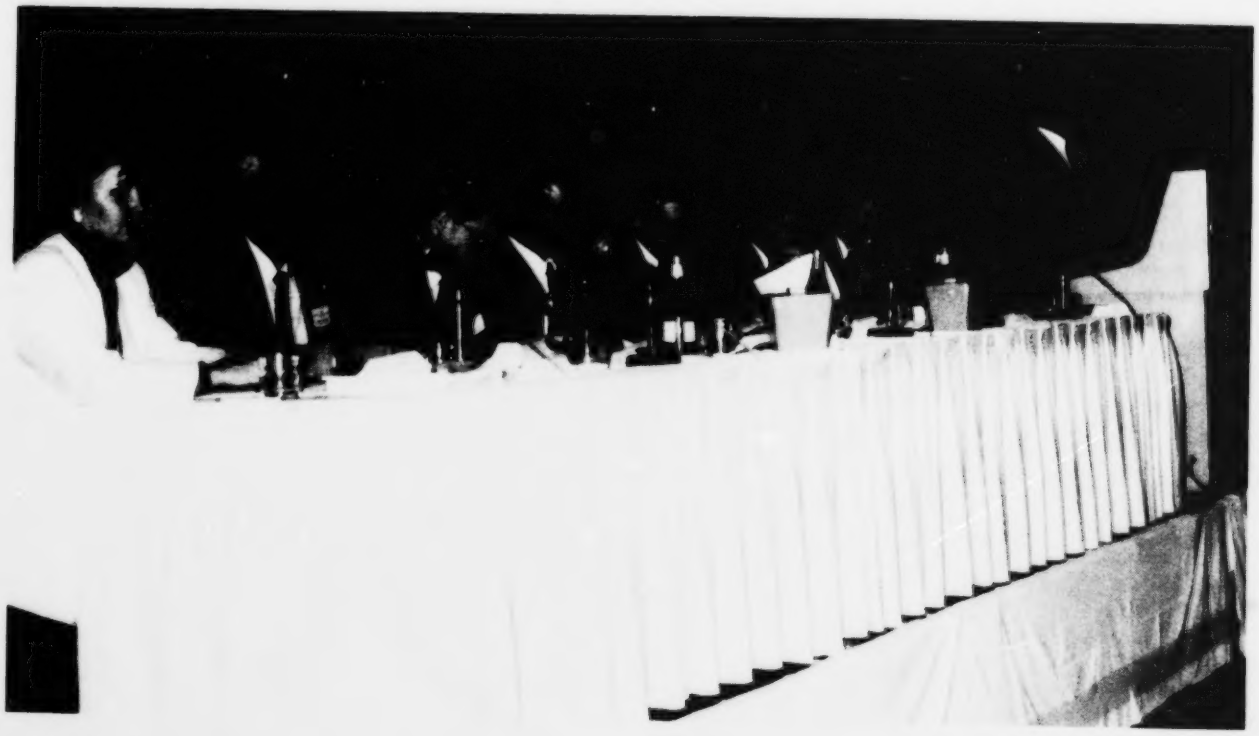
Terra Nova Project

The Board has been informed that Petro Canada Inc., operator for the Terra Nova project, has completed preliminary engineering feasibility studies of various floating production facility options for the development of the Terra Nova field. Options investigated include both steel and concrete hull semi-submersible production facilities and tanker based production facilities. A number of preliminary studies related to the potential socio-economic and environmental effects of the project were also completed for the operator by various Newfoundland consulting companies. Petro-Canada is now in the process of conducting reservoir evaluation studies after which a decision will be taken concerning the submission of a development plan.

The Board has held preliminary discussions with Petro Canada concerning the schedule for the development of the field and the Board's requirements related to an application for the approval of such development.

Development Application Guidelines

The Acts implementing the Atlantic Accord, and the associated regulations, establish the statutory requirements that proponents of hydrocarbon developments in the Newfoundland offshore area must fulfil in order to receive approval of their development plans for such projects. During the year, the Board prepared Development Application Guidelines which describe both the information required by the Board to process a development application and the review process that will



be followed in the consideration of such an application.

The Board began preparation of these guidelines early in 1988, and a draft was made available to the Government of Canada, the Government of Newfoundland and Labrador, the oil industry and the public. Comments were received from all these groups, and many of the comments resulted in changes to the Guidelines which improved the document. The Board approved the Guidelines and they were distributed at the end of 1988.

It is the responsibility of the Board to determine whether development applications will be subject to public review, and it is anticipated that public hearings will be held for all development applications in the foreseeable future. In all cases proponents will be expected to hold public information sessions in communities anticipated to be affected by the project.

The documents which must be submitted with each application are: a Development Plan, a Canada-Newfoundland Benefits Plan and a Development Application Summary. The Board may also require the submission of one or more auxiliary documents: an Environmental Impact Statement (EIS), a Socio-Economic Impact Statement (SEIS) and any other document deemed necessary by the Board.

DEVELOPMENT PLAN

The purpose of this document is to describe the project in sufficient detail to enable the Board to determine the acceptability of the proposal. Part I of the Development Plan will describe the proponent's plans for the development of the pool or field and contain a summary of all the information used by the proponent in preparing the Plan. As well, it will contain a description of the alternatives considered and the rationale for selecting the proposed mode of development. Part II of the Development Plan will consist of copies of studies, reports, proposals, etc., that were used by the proponent in preparing the Plan and in considering the alternatives. Those portions of Part II which are proprietary information are the only portions of the Development Application documents which will not be available for public examination.

CANADA-NEWFOUNDLAND BENEFITS PLAN

The purpose of this Plan is to describe how the proponent intends to meet the statutory requirements to give full and fair opportunity for Canadian individuals and companies to supply the requirements of the project, to give first consideration to services and goods provided from within the Province, and to provide employment opportunities for the labour force of the Province. This Plan should provide projected expenditures on education and training and on research and development. It should also describe the consultative, monitoring and reporting procedures the proponent intends to establish to achieve these objectives.

DEVELOPMENT APPLICATION SUMMARY

Each development application will include a Development Application Summary to provide the non-specialist reader with a sufficiently comprehensive overview of the development application documents to enable that person to reach an informed opinion about the proposed development.

ENVIRONMENTAL IMPACT STATEMENT

This document would describe in detail the environmental setting of the proposed development. It should identify the interaction between the development and the environment as well as the effects that the development is anticipated to have on the environment. Additionally, it should describe the policies and procedures the proponent intends to implement in order to eliminate or reduce any possible harmful effects.

SOCIO-ECONOMIC IMPACT STATEMENT (SEIS)

This document would set out the results of the proponent's analyses of the positive and negative effects that the proposed development is anticipated to have on the economic and social aspects of the communities affected directly by the project.

OPERATIONS

Regulatory Approvals

Mobil, Texaco, Chevron and Petro-Canada each sought and received drilling program authorizations (DPA's) during the year.

Authority was also granted to drill seven new wells, re-enter four wells, conduct five drill stem testing operations, suspend four, and abandon six wells. In addition, the Board gave final approval to twelve and conditional approvals to nine final well history reports, and acknowledged receipt of nine well termination records.

Inspections

A total of eight routine offshore operations inspections were conducted by the Board's inspection staff on two drilling units and five inspections on three support vessels which operated in the area. Only minor deficiencies were noted during these inspections and, during subsequent inspections, the Board's personnel confirmed that, in all cases, the deficiencies had been satisfactorily resolved.

Operations Time Analysis

Figure 4 illustrates that offshore operations were conducted by two MODU's on ten wells during the fiscal year. Rig operating time totalled 488.7 rig days. Of these, 10.4 days were spent moving, mooring and positioning the rigs, 246.4 days on drilling operations, 145.6 days on formation evaluation, 37.6 days on drilling problems, 12.2 days on weather delays, 32.9 days waiting on pack ice and 3.6 days on other delays. In addition, 11.6 days were spent on annual inspection.

Significant Events

During the reporting period, a total of four significant events were reported to the Board, none of which resulted in any injuries. In none of the events was the safety of a MODU or its personnel threatened nor was the security of a well at risk.

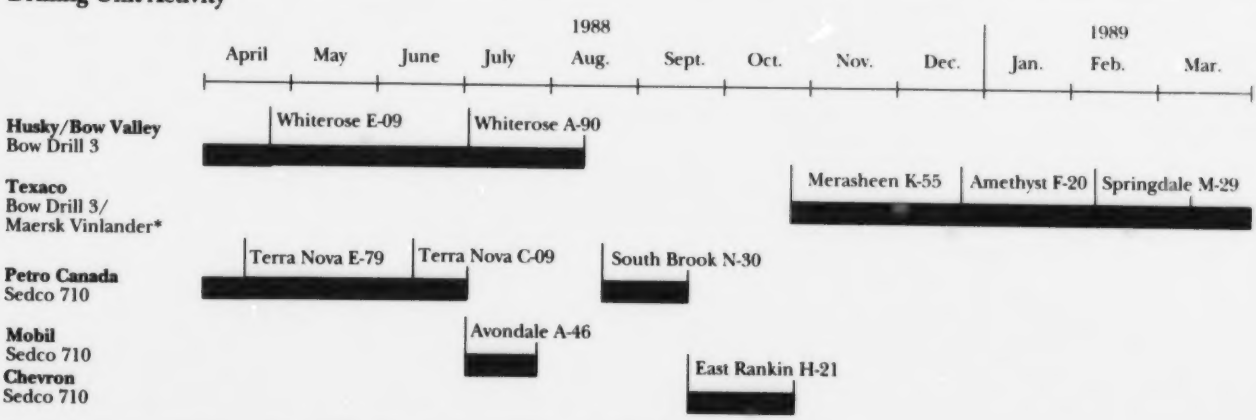
On April 19, 1988, the bottom hole assembly of the Sedco 710 drillstring became stuck in the blowout preventer (BOP) stack as it was being removed from the hole at the Terra Nova E-79 well location.

On August 2, 1988, a steel O-ring in a lifting assembly of the port crane on the Bow Drill 3 failed in service, resulting in a partially loaded cargo container being dropped to the rig's deck. A program of more frequent inspections of all critical lifting components has been instituted as a result of the incident.

On November 4, 1988, a mechanical failure rendered inoperable one of the four main generator sets on the Bow Drill 3, and four days later, a second generator had to be removed from service for major repairs. The well was temporarily

FIGURE 4

Drilling Unit Activity



* On December 8, 1988, the Bow Drill 3 officially became the Maersk Vinlander, following its purchase by Maersk Company (Canada) Limited.

suspended for 5 days, for the installation of a temporary back-up generator. Inspections of the remaining two functional generator sets revealed premature wear of several main bearings, necessitating their replacement. All repairs were effected on location and were completed by December 19, 1988.

On February 10, 1989, the Maersk Vinlander (formerly the Bow Drill 3) sustained damage to a device used to guide the anchor chain while retrieving anchors. An inspection revealed no structural damage had occurred, and approval was granted to drill the Springdale M-29 well using a seven (rather than eight) point mooring system and modified alert procedures were adopted. The damage was repaired while the rig was in Marystown in March while the Springdale M-29 well was suspended because of encroaching ice.

OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY

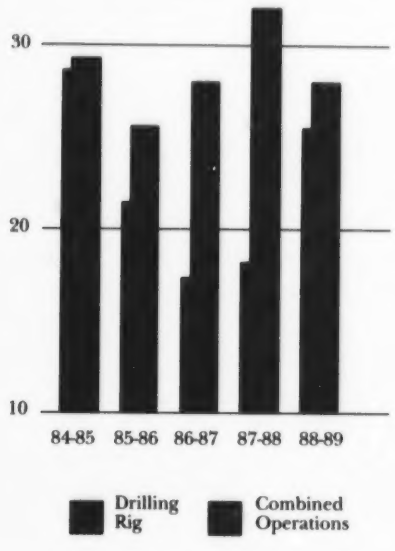
Safety Assessment System

The Board has completed the development of a Safety Assessment System to be used in the overall evaluation of applications for drilling program authorization and the monitoring of offshore activity as operations proceed.

The system was refined through a series of trials with operators, extensive field use on MODU's and standby vessels and by a formal industry review coordinated by the Canadian Petroleum Association.

FIGURE 5

Lost Time Offshore Accidents
(Per Million Hours Worked)



Emergency Response Planning

The Board has completed its internal Emergency Response Plan. The plan provides for three levels of Board response to emergency situations.

The monitoring of emergencies is covered by one level of response while the other levels provide for the Board's intervention in environmental or other emergency situations.

Lost Time Accidents

In its 1987-88 annual report, the Board noted unsatisfactory reporting practices related to lost time accidents on supply and standby vessels. As a result of communications with operators, these problems have been resolved and acceptable reporting practices have been implemented. Furthermore, a number of safety-related initiatives by the operators have reduced by 50% the lost time accident rate on supply and standby vessels.

The actual number of accidents on standby vessels decreased to 7 from the 16 reported last year. However, the number of accidents on MODU's increased from 11 to 13. This increase, associated with a reduction in the number of hours worked during the year, caused the statistical accident rate to rise by 40% over the previous year. The Board will continue to encourage operators to search for ways to reduce the incidence of accidents in the offshore industry.

Occupational Health And Safety Regulations

On October 31, 1987, the *Oil and Gas Occupational Safety and Health (OSH) Regulations* were proclaimed under Part IV of the *Canada Labour Code* for those frontier areas under federal jurisdiction. Because Part IV does not apply in the Newfoundland offshore area, separate regulations are being drafted for proclamation under the *Canada–Newfoundland Atlantic Accord Implementation Acts*. In the meantime, operations are being conducted in accordance with the draft regulations.

At the end of March the draft *Petroleum Occupational Safety and Health Regulations - Offshore Newfoundland* were under technical review by officials of the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador.

Immersion Suit Standards

The Board's staff continued to participate with the Canadian General Standards Board (CGSB) in the development of standards for personal protective equipment used in the offshore petroleum industry. Under the auspices of the CGSB, performance criteria for three categories of survival suit systems have been developed:

- Helicopter Passenger Transportation Suit Systems
- Marine Abandonment Immersion Suit Systems
- Marine Anti-Exposure Work Suit Systems

The first of the above listed survival suit systems was approved as a National Standard of Canada in 1986. Since that time, the Airworthiness Division of Transport Canada has determined that two Canadian manufactured helicopter passenger

transportation suit systems meet this standard.

The Marine Abandonment Immersion Suit Systems Standard has recently been approved by the Standards Council of Canada. It is anticipated publication will occur in the spring of 1989. Publication of the Marine Anti-Exposure Work Suit Systems Standard is expected in the summer of 1989.

Guidelines On Training Requirements

The Board has completed an evaluation of the training required of personnel employed on MODU's and standby vessels. This evaluation has led to the development of a draft guideline document that will provide operators with a concise description of the minimum safety, marine and industrial training required of MODU personnel and standby vessel crews.

Current industry standards, with which operators are expected to comply voluntarily, have been for the most part incorporated into the draft guidelines. The guidelines also describe the mandatory requirements of the Canada Coast Guard (CCG) for the certification of personnel having marine related responsibilities.

The Board has consulted with CCG and with COGLA and the Newfoundland and Labrador Department of Energy in the preparation of this draft guideline.

At the end of March, the document was being reviewed by the Canadian Petroleum Association prior to formal release.

Lifeboat Recovery System

During experimental work on lifeboat launching and recovery systems in the Newfoundland offshore area over the past several years, a total of 127 recoveries of lifeboats by standby vessels were successfully accomplished in wind and sea conditions of up to 65 knots and 37 foot waves. This experience led the owners and operators of the semisubmersible drilling rig Maersk Vinlander (formerly the Bow Drill 3) to seek regulatory approval for the various components of a lifeboat recovery system which enables a standby vessel to take a fully laden lifeboat in tow and subsequently to transfer it, with its passengers on board, to the vessel's deck.The system included modifying the Vinlander's lifeboats by installing a lifting frame and towing attachments. These modifications received Canadian Coast Guard approval following successful self-righting tests. The lifting frame and all other components of the system were successfully load tested in February 1989.

The Board has accepted this system for use and, by the end of March, two of the Maersk Vinlander's four lifeboats had been modified with the lifting frame and towing attachments. Modification of the remaining two lifeboats is expected during 1989.

ENVIRONMENTAL AFFAIRS

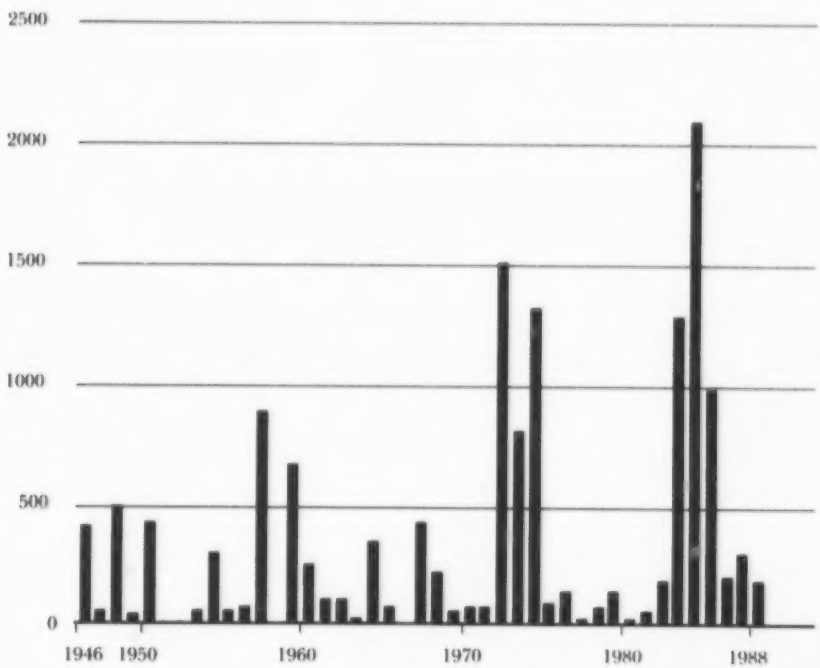
Environmental Coordination

On April 21, 1988 the Board concluded Memoranda of Understanding (MOU's) with respect to fisheries-related matters and to the provision of environmental services in the Newfoundland offshore area. Federal and provincial departments of environment and fisheries were signatories to the Environment and Fisheries MOU's respectively. The Canada Oil and Gas Lands Administration, the Newfoundland and Labrador Department of Energy, and the Newfoundland and Labrador Intergovernmental Affairs Secretariat were also signatories to both MOU's.

The MOU's, prescribed by the Atlantic Accord Implementation Acts, provide for the effective coordination of environmental and fisheries-related information among the signatory agencies, and provide a mechanism by which the Board has access to advice on these matters from experts on the staff of the signatory departments thereby eliminating unnecessary duplication of staff.

FIGURE 6

International Ice Patrol's Annual Count of Icebergs Crossing 48° North Latitude



1946 Use of aerial reconnaissance begun
1983 Use of airborne radar begun

Environmental Protection

The Board requires operators to comply with environmental guidelines that are applied nationally to Frontier Lands and participates in committees to develop these standards. The work of one such committee resulted in the proclamation of the joint CNOPB/COGLA Offshore Waste Treatment Guidelines in January 1989. This document provides offshore operators with technical guidance for complying with requirements for protecting the marine environment from the adverse effects of wastes that may result from their activities.

The Board continued to monitor the use of oil-based drilling muds to ensure compliance with CNOPB/COGLA guidelines for their use.

Oil Spill Exercises

The required demonstration of oil spill countermeasure capabilities for 1988 involved the active operators, Chevron, Husky, Mobil, Petro-Canada and Texaco. The exercise program for this year consisted of four components, all involving the participation of the industry's joint venture company East Coast Spill Response Inc. (ESRI). These components were carried out between March and October, 1988 and involved varying degrees of participation with other agencies. The Board's review of these exercises determined that they satisfied the

regulatory requirements for each operator.

The first component exercise involved the deployment of a boom around the drilling unit Bow Drill 3 (now Maersk Vinlander) at Marystown, the deployment and operation of a skimmer and recovery tanks, and the operation of an oil spill tracking device. The exercise was designed to test the logistics and operation of manpower and equipment under winter conditions.

The second component involved the participation of industry and ESRI personnel in a Canada Coast Guard (CCG) equipment exercise at Mulgrave, Nova Scotia, in August 1988. The offshore containment and recovery equipment utilized is similar in type to that employed by the industry. Industry and ESRI representatives also participated in the joint CCG and U.S. Coast Guard oilspill countermeasures exercise, CANUSLANT '88, held in September at Saint John, New Brunswick. The final component was the performance testing of four oil recovery skimmers at the National Research Council wave tank facility in Ottawa. The tests were performed with various oil types and in different wave conditions.

Weather And Seastate Conditions

Wind and sea conditions caused the suspension of operations several times during the winter of 1988/89. On two occasions, January 4 and 22, 1989, the Maersk Vinlander disconnected from the Amethyst F-20 well because of rig motion that was beyond operating limits. Maximum combined seas on these occasions reached 12.2 m (40 feet) and 17.4 m (57 feet) respectively. On both occasions the rig weathered the storm without problem and subsequently reconnected to the well.

Sea Ice And Icebergs

On April 1, 1988 pack ice covered the Whiterose E-09 wellsite, and encroached sufficiently upon the Terra Nova E-79 site for the Sedco 710 to leave location. The ice began retreating northward several days later, and the Sedco 710 and Bow Drill 3 were back on location by April 12 and April 20 respectively.

In 1988, the International Ice Patrol estimate of the number of icebergs crossing 48° North latitude was 187, compared to 316 in 1987, and the 30 year average of 413. Although few of these approached the drilling area, a berg of approximately 700,000 tonnes grounded 1.3 nautical miles from the Whiterose E-09 site on April 9, 1988. The Bow Drill 3 was off location, and the well was secured at the time. Another berg, estimated at 3.7 million tonnes, was grounded intermittently from April 30 to June 13, in about 105 m of water approximately 100 nautical miles northwest of the drilling area.

In early February of 1989, pack ice advanced to within 47 nautical miles of the Maersk Vinlander as the drilling unit was completing operations at Amethyst F-20. The ice pack's position fluctuated between 30 and 90 nautical miles from the more southerly Springdale M-29 location for the remainder of the month. Both the pack and icebergs encroached upon the site in early March, however, and the drilling unit suspended operations and left for Marystown on March 10. The pack advanced to within 14 nautical miles of the wellsite, but by March 31 had retreated so that only a relatively narrow tongue of ice remained 60 nautical miles to the north.

Over 50 icebergs encroached upon the Northeast Grand Banks in March of 1989. Most of these passed to the east of the Springdale M-29 site, although a small domed berg passed about 2 nautical miles to the west of site after the Maersk Vinlander had left location. Another berg, whose mass was initially estimated at 2.8 million tonnes, grounded 13.2 nautical miles northeast of the wellsite in mid-March and had not moved by month's end.

Environmental Studies Research Fund (ESRF)

The Board continued its involvement with ESRF activities through representation on its Management Board. No new research was funded for 1988 but the Board sponsored several draft study proposals in anticipation of renewed research funding for the upcoming year.

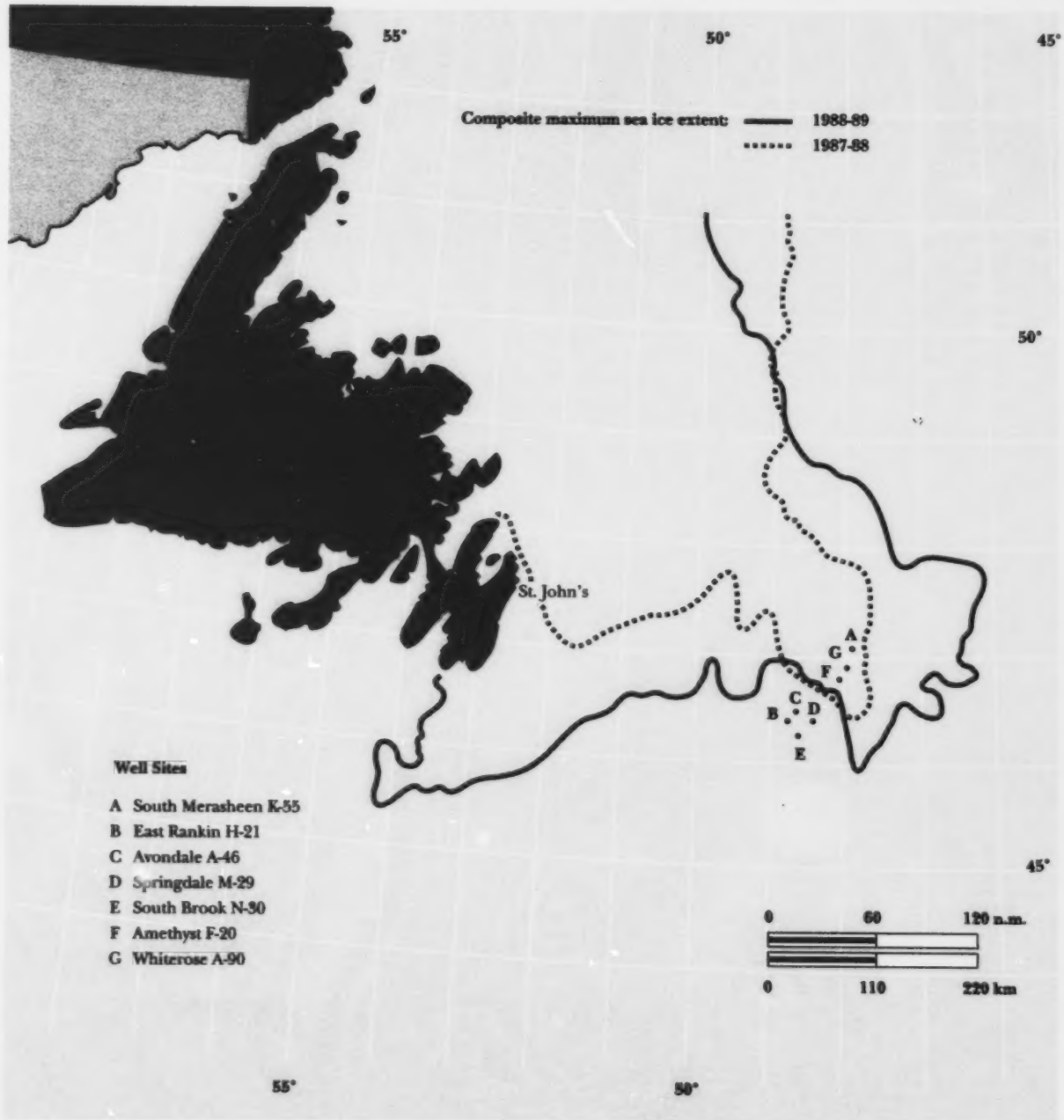
One study published in 1988, *Laboratory Studies of the Behaviour and Fate of Waxy Crude Oil Spills*, had particular application to the Newfoundland Offshore Area .

A series of small and mid-scale laboratory tests investigated the behaviour of spills of waxy crude oils at sea. The results indicated that the difference in behaviour of these oils from less viscous, conventional oils will likely result in longer survival rates of spilled oil on the sea surface. Preliminary small-scale countermeasures tests indicated the potential for problems in applying conventional techniques to combatting spills of these oils.

The ESRF Report series now includes 95 titles, copies of which may be consulted in the Board's library.

FIGURE 7

Sea Ice Extent on Grand Banks (1988 & 1989 ice seasons)



CANADA–NEWFOUNDLAND BENEFITS

Pursuant to the relevant provisions of the Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Acts, the Board continued discussions on a Memorandum of Understanding concerning the industrial and employment benefits requirements of the legislation with various departments and agencies of the two governments. At year-end the Board was awaiting resolution of a number of inter-governmental matters prior to the finalization of the document.

Exploration Activities

The Board reviewed and approved two new benefits plans and three applications for extensions to existing plans, for a total of five new exploration programs with estimated expenditures of 98.6 million dollars, during 1988-89:

- Husky et al Whiterose A-90 (new plan approved August, 1988)
- Mobil et al Avondale A-46 (extension to Petro Canada's existing plan, Terra Nova H-99/C-09, approved June, 1988)
- Petro Canada et al South Brook N-30 (extension to Petro Canada's existing plan, Terra Nova H-99/C-09, approved July, 1988)
- Chevron et al East Rankin H-21 (extension to Petro Canada's existing plan, Terra Nova H-99/C-09, approved August, 1988)
- Texaco et al South Merasheen K-55, Amethyst F-20 and Springdale M-29 (new plan approved September, 1988)

Expenditures

Offshore exploration and pre-development expenditures during the 1988 calendar year amounted to 151.7 million dollars. Table 5 compares these expenditures with those of the previous year.

Expenditures on exploratory and delineation drilling continue to represent the largest portion of industry expenditures in the Newfoundland offshore area.

Employment

Direct Newfoundland-based employment associated with 1988 exploration and pre-development activities amounted to 8,690 person-months, compared with 7,147 person months in 1987. Of this, 8,317 person months were related to exploration,

an increase of 1,737 person months, and 373 related to pre-development, a decrease of 194 person months. Table 6 provides a detailed employment profile.

TABLE 5

Expenditure Summary

Activity	Expenditure ($000) 1988*	1987*
Geophysical/Geological	2,071	548
Drilling		
Equipment	67,038	104.549
Consumables	22,083	21,184
Services	26,880	19,379
Logistics/Support	11,921	19,845
Other	5,591	11,079
Sub total	133,513	176,036
Pre-Development	15,354	10,640
E&T and R&D**	793	1,322
Total	**151,731**	**188,546**

* Calendar Year
** Education and Training and Research and Development

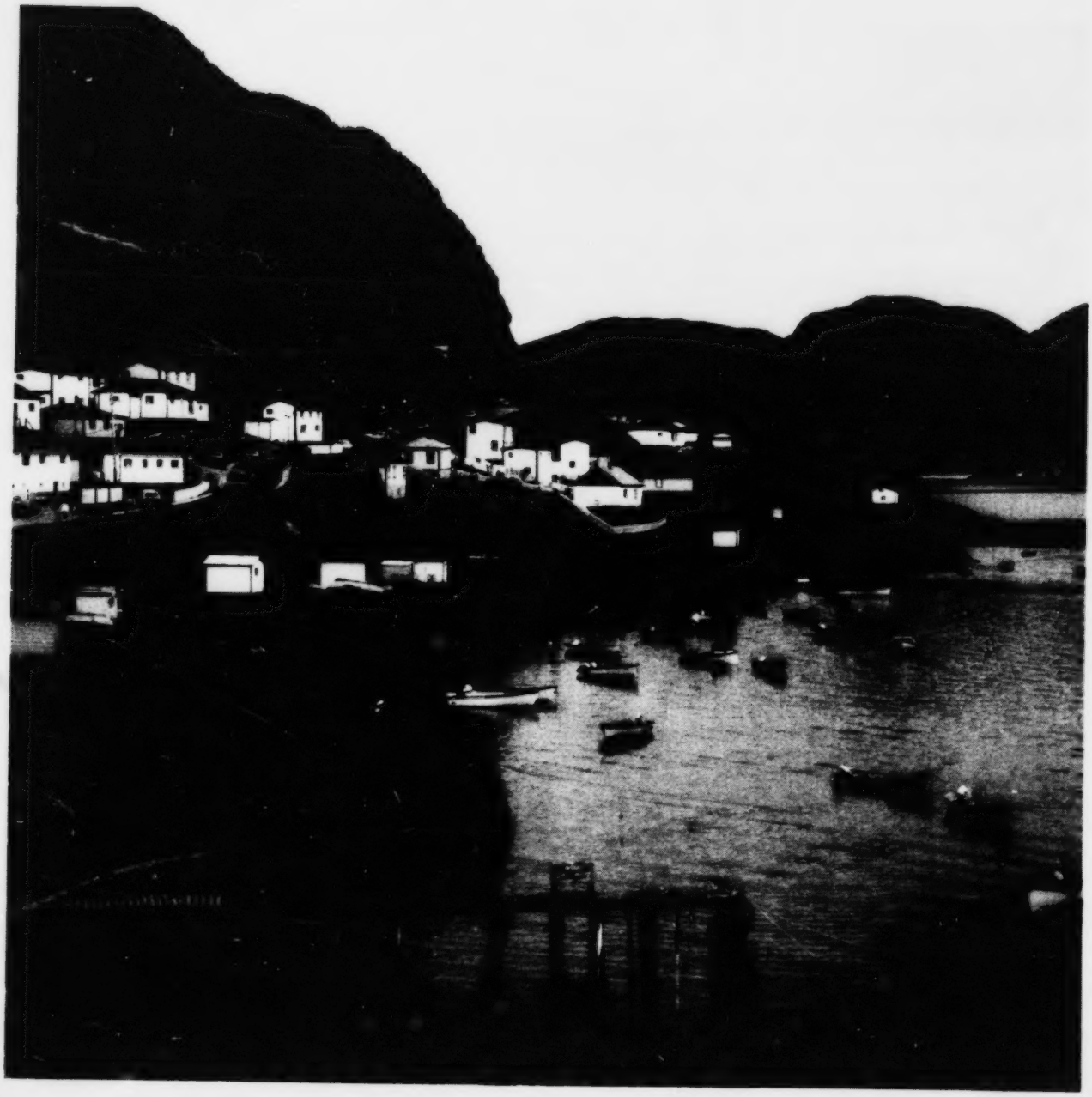
TABLE 6

Employment Profile

Company Type	Person-months (1988/1987)* Nfld. Resident	Other Canadian	Total Canadian	Non Canadian	Total Employment
Oil Company	471 / 755	113 / 172	584 / 927	95 / 156	679 / 1,083
Drilling Contractor	1,410 / 1,346	1,115/ 1,085	2,525 / 2,431	12 /10	2,537 / 2,441
Service / Support Vessel Contractor	1,351 / 1,091	309 / 384	1,660 / 1,475	0 / 0	1,660 / 1,475
Other Service Contractor	3,024 / 1,889	781 / 258	3,805 / 2,147	9 / 1	3,814 / 2,148
Total	**6,256 / 5,081**	**2,318 / 1,899**	**8,574 / 6,980**	**116 / 167**	**8,690 / 7,147**
% of Total Employment	**72.0 / 71.1**	**26.7 / 26.6**	**98.7 / 97.7**	**1.3 / 2.3**	**100 / 100**

* Calendar Year

Financial Reports



FINANCIAL INFORMATION

1. Details of fixed asset expenditures for 1988-89, with comparative figures for previous years are shown below:

	Balance to March 31/87	1987-88	1988-89	Since Inception
Computer Equipment	$440,096	52,505	38,543	$ 531,144
Computer Software	43,743	121,983	[12,742]*	152,984
Furniture, Equipment and Fixtures	135,753	7,993	169,925**	313,671
Vehicles	74,000	—	—	74,000
	$693,592	182,481	195,726	$1,071,799

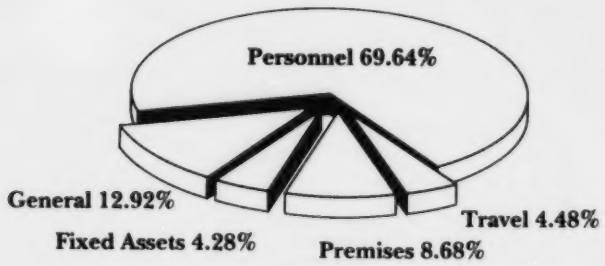
* During the year the Board received a refund of $15,448 in respect of the cost of development of a computer program in which the Board participated during the 1987-88 fiscal year. This refund represented a share of the revenues accruing from the subsequent sale of the program to parties who did not participate in its development.

** This amount includes $136,134 for the purchase of equipment and fixtures for the Core Storage and Research Centre.

2. Capital asset expenditures were $1,262,696 representing the cost incurred during 1988-89 in constructing the Core Storage and Research Centre. The Board expects that an additional $60,000 will be required during the coming year to complete this facility. The Centre provides for the storage and curatorship of all geophysical records and geological and hydrocarbon samples related to the Newfoundland offshore area. The Board is required by statute to establish and maintain such a facility.

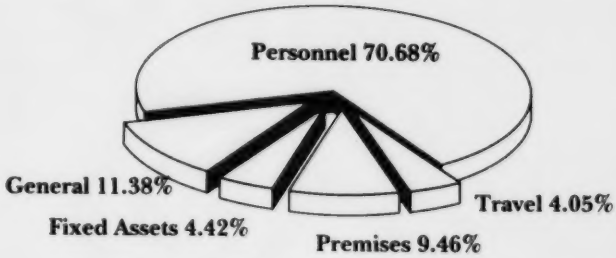
Expenditures

(Percentage of total expenditures)



1987-88

Total Expenditure $4,267,833



1988-89

Total Expenditure $4,423,900

AUDITORS' REPORT AND FINANCIAL STATEMENTS

A MEMBER OF ARTHUR YOUNG INTERNATIONAL

Clarkson Gordon

Chartered Accountants

Baine Johnston Centre
7th Floor
10 Fort William Place
St. John's, NFLD
Canada A1C 1K4

Telephone (709) 726-2840
Telecopier (709) 726-0345

AUDITORS' REPORT

To the Members of the Canada - Newfoundland
Offshore Petroleum Board:

We have examined the combined funds balance sheet of the Canada - Newfoundland Offshore Petroleum Board as at March 31, 1989 and the statements of revenue and expenditure and building capital fund for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Board as at March 31, 1989 and the results of its operations for the year then ended, in accordance with accounting principles as described in note 2 to the financial statements applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Clarkson Gordon

St. John's, Newfoundland,
April 28, 1989.

Chartered Accountants

COMBINED FUNDS BALANCE SHEET
MARCH 31, 1989

ASSETS	1989	1988
Current:		
Investments (note 3)	$ 500,000	$420,000
Accounts receivable	11,593	9,643
Grant receivable	—	43,836
	511,593	473,479
Fixed:		
Land	92,873	92,860
Construction in process, building	1,325,717	63,034
	1,418,590	155,894
	$1,930,183	$629,373

LIABILITIES AND ACCUMULATED FUNDS

Current:		
Bank overdraft	$ 65,962	$217,117
Accounts payable and accrued liabilities	445,631	256,362
	511,593	473,479
Accumulated funds:		
Operating fund	—	—
Building Capital Fund	1,418,590	155,894
	$1,930,183	$629,373

On behalf of the Board:

D. Henao
Member

G. Ross Peters, P. Eng
Member

See accompanying notes

STATEMENT OF REVENUE AND EXPENDITURE
YEAR ENDED MARCH 31, 1989

	1989	1988
Revenue:		
Grants		
Government of Canada	$2,192,868	$2,097,402
Government of Newfoundland & Labrador	2,192,868	2,097,402
	4,385,736	4,194,804
Interest	38,164	73,029
Total revenue	4,423,900	4,267,833
Expenditure:		
Personnel	3,126,974	2,971,984
Travel	179,150	191,052
Premises	418,507	370,806
Fixed assets	195,726	182,481
General	503,543	551,510
Total expenditure	4,423,900	4,267,833
Excess of revenue over expenditure	$ Nil	$ Nil

STATEMENT OF ACCUMULATED BUILDING CAPITAL FUND
YEAR ENDED MARCH 31, 1989

	1989	1988
Grants:		
Government of Canada	$ 631,348	$ 77,947
Government of Newfoundland & Labrador	631,348	77,947
	1,262,696	155,894
Capital fund, beginning of year	55,894	—
Captital fund, end of year	$1,418,590	$ 155,894

See accompanying notes

NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS
MARCH 31, 1989

1. **Purpose of Organization**

The Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board was formed in 1985 to administer the relevant provisions of the Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Acts as enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Newfoundland and Labrador. The Board is funded by equal contributions from both the Provincial and Federal governments.

2. **Significant Accounting Policies**

Except for fixed assets, the Board has adopted accounting policies which are generally accepted for use by organizations of this nature. The more significant of these policies are as described below:

(a) Basis of accounting -

The Board employs fund accounting, classifying financial statement items in either the operating fund or capital fund. These funds together comprise the combined funds as shown on the balance sheet.

- The operating fund contains the operating assets and liabilities of the Board. Operating expenditures including expenditures for furniture, equipment and vehicles are funded through grants from the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador.
- The capital fund contains the land and building owned by the Board.

(b) Fixed assets -

The Board follows the practice of charging to operations expenditures for furniture, equipment and vehicles in the year of acquisition. Long-term assets and the costs related to assets under construction at the year end are capitalized in the capital fund. Proceeds from the sale of all fixed assets are repayable to the Federal and Provincial governments.

Expenditures for leased assets, whether operating or capital in nature, are charged to operations in the year of payment.

3. **Investments**

	Purchase Date	Maturity Date	Interest Rate	1989	1988
Term deposits	March 31/88	April 8/88	7.50%		$210,000
	March 31/88	April 15/88	7.50%		210,000
	March 31/89	April 7/89	9.25%	$300,000	
	March 31/89	April 7/89	9.25%	200,000	
				$500,000	$420,000

4. **Commitments**

The Board is committed under terms of a premises lease to make annual rental payments of approximately $388,000 to April 30, 1991. In addition, the Board has contracted for the construction of a facility for the storage and curatorship of geophysical records and geological and hydrocarbon samples. The total cost to date is $1,418,590. The Board is expecting to spend an additional $60,000 in the fiscal year 1989-90 to complete construction of the facility.

5. **Tax-exempt Status**

The Board is a non-profit organization and is exempt from income tax under Section 149 of the Income Tax Act.

6. **Comparative Figures**

Certain of the comparative figures have been reclassified in order to conform with the current year's presentation.

Organizational Structure

The Board

J.E. (Ted) Baugh, P.Eng.
Chairman and Chief Executive Officer

John G. Fitzgerald, P.Eng.
Vice-Chairman

Diego Henao
Vice-Chairman

G. Ross Peters, Ph.D, P.Eng.
Member

John J. Zwolinski
Board Member

Senior Staff

D. H. Brannen
Administration Manager

Riaz Chaudhry
Exploration Manager

Wayne Chipman, P.Eng.
Reservoir Engineering Manager

Bill Hickey
Public Affairs Manager

Brian Jonasson, P.Eng.
Operations and Safety Manager

Jim McComiskey
Environmental Affairs Manager

Ted O'Keefe, P.Eng.
Canada-Newfoundland Benefits Manager

Angus Taylor, L.L.B.
Legal Services Manager

CANADA-TERRE-NEUVE

L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Rapport Annuel 1988 - 1989

PROFIL

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers est l'organisme gouverenmental responsable de la gestion des ressources pétrolières et de l'administration de la réglementation régissant les activitiés de prospection et de mise en valeur des hydrocarbures au large de Terre-Neuve et du Labrador.

L'Office relève à la fois du gouverenment du Canada et celui de Terre-Neuve et du Labrador, auxquels il présente chaque année son rapport par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et du ministre des Mines et de l'Énergie respectivement.

TABLE DES MATIÈRES

Rapport du président et premier dirigeant 2

Rapport d'activité 1988 - 1989 6
- Gestion des terres 7
- Stockage des carottes et gestion des données 11
- Activité de prospection 13
- Activité de mise en valeur 16
- Opérations 19
- Santé et sécurité au travail 21
- Affaires environnementals 23
- Retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve 26

Rapports financiers 28
- Renseignements à caractère financier 29
- Rapport des vérificateurs et états financiers 30

Organisation de l'Office 34

ISBN 0-921569-05-X

Rapport Annuel 1988-1989

CANADA-TERRE-NEUVE
L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

9, mai 1989

L'honorable Jake Epp
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Resources
Gouvernement du Canada

L'honorable Rex Gibbons, Ph.D.
Ministre des Mines et de l'Énergie
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador

Messieurs les Ministres,

Nous, membres de l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, sommes heureux de présenter, conformément aux dispositions de la législation régissant la mise en oeuvre de l'Accord atlantique, le rapport annuel ainsi que les états financiers de l'Office pour l'exercice financier ayant pris fin le 31 mars 1989.

Veuillez agréer, Messieurs les Ministres, les assurances de notre haute considération.

Le président et premier dirigeant
J.E. (Ted) Baugh, ing.

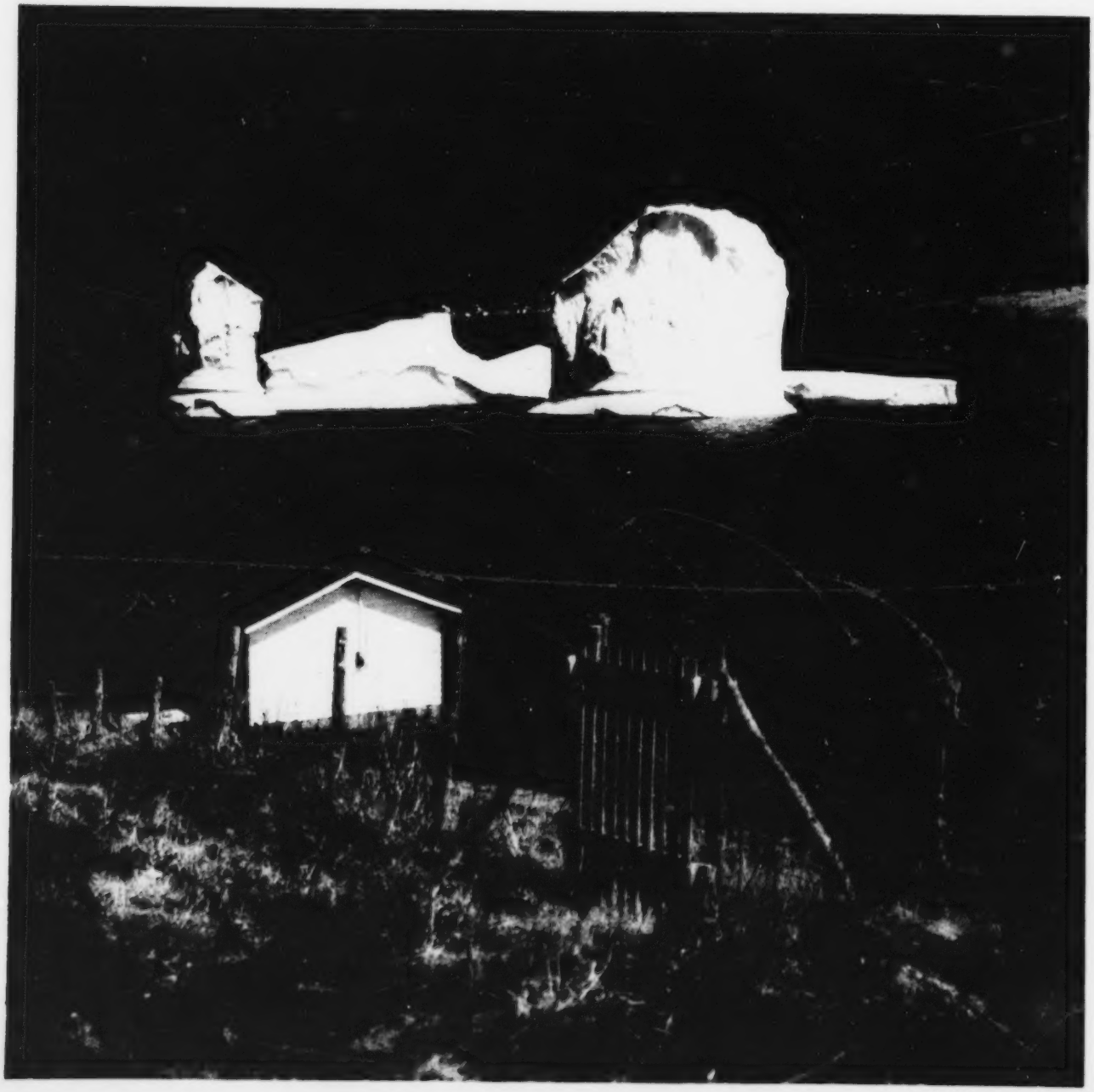
Le vice-président
J.G. Fitzgerald, ing.

Le vice-président
D. Henao

G. Ross Peters, ing.
Membre

John J. Zwolinski
Membre

Rapport du Président et premier dirigeant



J'ai le plaisir de présenter le quatrième rapport annuel de l'Office. Le lecteur trouvera dans les pages qui suivent le détail des activités de l'Office au cours de l'exercice financier allant du 1er avril 1988 au 31 mars 1989.

Au cours des trois premières années complètes d'activité de l'Office, les prix mondiaux du pétrole ont été généralement bas et aussi peu stables que possible, passant de 28 $US à 10 $US le baril dans les six premiers mois de 1986, puis fluctuant grosso modo entre 13 $US et 18 $US le baril par la suite. Au cours de cette période, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) a tenté, avec un succès limité, de faire monter le prix du baril et de le stabiliser à 18 $US ou plus. Malgré le niveau décevant des prix du pétrole, l'industrie a poursuivi une activité passablement soutenue au large de Terre-Neuve. Elle a en effet foré de cinq à sept nouveaux puits d'exploration et de délimitation chaque année. Les travaux poursuivis au cours de l'année écoulée ont touché dix puits, dont sept nouveaux.

L'intérêt soutenu que suscite le secteur extracôtier de Terre-Neuve a également été mis en évidence par le nombre des offres faites pour l'obtention de permis d'exploration offerts par l'Office. En 1987, l'Office a institué un cycle annuel d'émission des droits. Le processus commence en octobre par une invitation lancée à l'industrie de désigner des terres à soumettre à un appel d'offres, invitation suivie de la préparation d'un plan, destiné à être approuvé par les deux Ministres, précisant les parcelles désignées et les conditions rattachées aux permis. Une fois l'approbation des Ministres donnée, l'industrie est invitée, en février ou en mars, à faire des offres pour le mois de septembre suivant. Conformément à ce processus, huit parcelles ont été soumises en mars 1989 à un appel d'offres, lesquelles offres doivent être déposées en septembre 1989.

En juillet 1989, les propriétaires du projet Hibernia ainsi que les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve ont signé une déclaration de principes jetant les bases sur lesquelles se poursuivrait la mise en valeur d'Hibernia. La prochaine étape consistera pour les parties à contracter une entente définitive qui les liera. La déclaration de principes incorpore les conditions qui figurent au texte de l'approbation donnée en 1986 par l'Office au Plan des retombées économiques d'Hibernia pour le Canada et Terre-Neuve et elle établit quelques conditions supplémentaires concernant les objectifs en matière de retombées industrielles et de création d'emploi. Les deux gouvernements ont signifié à l'Office leur détermination à faire en sorte que le Canada, et Terre-Neuve en particulier, obtiennent le maximum de retombées économiques grâce au transfert de la technologie de l'offshore et des compétences techniques et administratives aux résidents de Terre-Neuve et aux autres Canadiens et grâce à l'emploi et à la participation au projet des fabricants, des conseillers, des entrepreneurs et des sociétés de services de Terre-Neuve et d'ailleurs au Canada.

L'Office a engagé des pourparlers avec Mobil en vue de mettre sur pied un système de surveillance de l'observation par les sociétés de leurs divers engagements et de rapport à cet égard. Ces pourparlers permettront de mettre au point un système efficace grâce auquel l'Office pourra surveiller en temps utile les activités d'embauche, d'acquisition et d'affermage relatives au projet Hibernia, sans intervenir indûment dans le processus concurrentiel de l'appel d'offres. L' Office fera régulièrement rapport sur ces questions aux deux gouvernements à mesure que le projet progressera.

Le Plan des retombées économiques d'Hibernia, apprové à certaines conditions par l'Office en 1986, prevoyait que les sociétés s'efforcent d'encourager le developpement de sources canadiennes et terre-neuviennes d'approvisionnement, de faire en sorte que la capacité des entreprises canadiennes soit prise en ligne de compte et que les entreprises canadiennes soient informées en temps utile des besoins rattachés au projet. En guise de première mesure importante dans l'accomplissement de ces engagements, Mobil Oil Canada

Ltd,. au nom des promoteurs du projet, a distribué toute une gamme de brochures sur le projet et tenu une série de séminaires sur les possibilités de développement industriel dans onze grands centres au Canada afin d'informer la communauté des affaires des besoins dont le projet est assorti et des modalités d'acquisition qui seront suivies. Les séminaires ont soulevé l'intérêt general et ont attiré quelque 3000 personnes.

L'Office estime que Mobil et ses partenaires, par cette initiative, ont apporté une réponse très positive au souci de l'Office et des gouvernements que la communauté des affaires terre-neuvienne et canadienne soit informée en temps utile. L'Office se réjouit d'avance des prochaines initiatives de ce genre, lesquelles feront en sorte que l'important projet qu'est Hibernia procure le maximum d'avantages industriels à Terre-Neuve et à d'autres parties du Canada.

Au cours de l'année écoulée, de nouveaux progrès ont été accomplis dans l'établissement de politiques et de modalités aux termes desquelles l'Office jouera le rôle qui lui est dévolu en vertu des Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique et des règlements qui en découlent. Des lignes directrices complètes faisant état des exigences de l'Office et décrivant le processus de traitement des demandes de mise en valeur ont été élaborées et diffusées. On a établi un mécanisme d'évaluation de la sécurité grâce auquel l'Office évaluera cet aspect des activités extracôtières depuis l'approbation de programme jusqu'à l'achèvement de chaque activité, et ce, de façon complète et cohérente. Les deux politiques ont fait l'objet d'intenses pourparlers avec l'industrie avant leur adoption.

Une lettre d'information faisant état des lignes directrices des exigences de l'Office en matière des demandes de mise en valeur a été communiquée à l'industrie. La version provisoire d'une lettre d'information a été élaborée pour les commentaires de l'industrie faisant état des critères proposés pour le traitement des demandes de déclaration d'un perimètre de découverte importante. Ces lettres d'information ont pour but d'établir des modalités et des politiques cohérentes et prévisibles en matière de traitement des demandes.

Au cours de l'année, les pourparlers se sont poursuivis avec plusieurs ministères et organismes sur le traitement des questions d'intérêt mutuel. Des modalités et des attribuions ont été élaborées et inscrites dans des protocoles d'ententes précisant le rôle de chaque partie. Les ministères fédéral et provincial des Pêches et de l'Environnement en ont signé. Des protocoles portant sur la surveillance du Plan des retombées économiques pour le Canada et Terre-Neuve et la gestion de la santé et de la sécurité au travail sont presque prêts à être signés. Sont encore en cours de négociation des protocoles d'entente avec la Garde côtière du Canada (GCC) et avec l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) au sujet des questions d'ordre maritime que supposent les activités extracôtières.

Au cours de l'année, l'Office a poursuivi la construction d'une installation d'entreposage, de garde et d'examen d'échantillons géologiques et d'échantillons d'hydrocarbures ainsi que de registres d'ordre géophysique. Les échantillons et carottes provenant de tous les puits forés au large de Terre-Neuve seront déménagés de l'Institut océanographique de Bedford, à Dartmouth (N.-É.), à la nouvelle installation de Saint-Jean, Terre-Neuve, au cours du second trimestre de 1989.

Au cours de la période visée par le présent rapport, l'Office a tenu deux de ses réunions à l'extérieur de Saint-Jean: une à Happy Valley - Goose Bay, et l'autre à Gander. On a ainsi eu l'occasion de rencontrer des représentants des communautés des affaires et des collectivités locales et de les informer du rôle de l'Office et de ses activités en matière d'opérations extracôtières qui sont susceptibles de les toucher.

L'Office a reçu avec regret la démission de deux de ses membres qui étaient là depuis le début: M. William Deyell, ing., et Mme Janet Gardiner, C.A. Leurs conseils et leur participation aux discussions ont constitué un apport précieux aux décisions de l'Office.

Vers la fin de l'année, l'honorable Marcel Masse a pris le portefeuille de ministre des Communications et a été remplacé au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources par l'honorable Jake Epp. L'Office a grandement apprécié l'apport de M. Masse à ses activités.

Le 31 mars 1989, l'honorable A. Brian Peckford a démissionné des postes de premier ministre et de ministre de l'Énergie de Terre-Neuve et il a été remplacé en ministre de l'Energie par l'honorable Neil Windsor. M. Peckford, qui avait été l'un des principaux artisans de l'Accord atlantique et qui avait la conviction qu'un Office fort était le meilleur garant des intérêts tant de la province que du Canada, était toujours accessible lorsqu'on avait besoin de conseils. Au nom des membres de l'Office, j'ai le plaisir de lui exprimer nos meilleurs voeux à tous pour ses futures entreprises.

Enfin, comme l'année s'achevait approchait également la fin de mon mandat à titre de président de l'Office puisque j'avais pris la décision de prendre ma retraite. J'ai été heureux de prendre part aux activités de l'Office durant les années où il s'est constitué. Je suis également heureux de céder ma charge à H. James Strain, ing. Il arrive à l'Office fort de brillants états de service dans l'industrie pétrolière, dont nous donnons un aperçu à la page suivante.

J.E. (Ted) Baugh

Le président et premier dirigeant

H. James Strain, ing., a été nommé président de l'-Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers le 17 avril 1989; il remplace J.E. (Ted) Baugh qui occupait ces fonctions depuis le 1er décembre 1985.

Avant sa nomination, M. Strain a été vice-président exécutif, Forages et exploration, pour Dome Petroleum de Calgary. Diplômé en génie de la University of British Columbia, M. Strain a aussi acquis une solide expérience de l'industrie pétrolière canadienne auprès des sociétés Gulf et Panarctic.

Au cours des dernières années, en sus de ses fonctions chez Dome Petroleum, M. Strain a été président de l'une de ses filiales, Canadian Marine Drilling (Canmar). Cette entreprise, qui effectue surtout des forages dans le Nord canadien et au large de l'Alaska, construit et exploite des plates-formes et des navires spécialement adaptés aux conditions de glace des eaux nordiques.

Rapport d'activité 1988\89

GESTION DES TERRES

Permis et attestations

Au début de l'exercice financier, des terres étaient détenues aux termes de huit permis de prospection et de dix attestations de découverte importante.

Au cours de l'exercice financier, trois permis de prospection ont été abandonnés et deux autres ont été délivrés comme suite à l'appel d'offres n° NF88-1.

À la fin de l'exercice, six exploitants détenaient des terres affectées de sept permis de prospection et de dix attestations de découverte importante pour un total de 733 699 hectares (tableau 1). Il y avait en outre quelque 2 250 000 hectares contrôlés par trois exploitants dans un secteur situé au sud des îles St-Pierre et Miquelon. La prospection de ces terres fait actuellement l'objet d'un moratoire dans l'attente de la résolution du différend concernant les droits souverains autour des îles.

Périmètres de découverte importante

Un périmètre de découverte importante, qui concerne le puits de découverte North Ben Nevis P-93 de la Husky/Bow Valley et al., a été proclamé le 18 mars 1989. Une autre découverte, celle faite au puits Fortune G-57 de la Husky/Bow Valley et al., est toujours en attente d'une proclamation de périmètre de découverte importante.

Se fondant sur les résultats de forages supplémentaires effectués par Petro-Canada près du périmètre de découverte importante Terra Nova K-08 proclamé le 2 octobre 1985, l'Office a modifié la proclamation de manière à l'étendre à une superficie additionnelle de 7 111 hectares à partir du 13 janvier 1989.

Octroi de terres

L'appel d'offres n° NF88-1 lancé en mars 1988 a pris fin le 28 septembre 1988. Par la suite, l'Office a annoncé que deux soumissions avaient été retenues, l'une concernant la parcelle n°1 (54 869 ha), octroyée à Petro-Canada Inc. (50 p. 100) et à Shell Canada Limited (50 p. 100), l'autre concernant la parcelle n°4 (58 817 ha), octroyée à BP Canadian Holdings Limited (80 p. 100) et BP Resources Canada Limited (20 p. 100).

L'évaluation des soumissions et la sélection des adjudicataires des parcelles ont été fondées sur l'examen d'un unique critère : une soumission en valeur de travail. Petro-Canada et Shell, d'une part, BP Resources et BP Canadian Holdings, d'autre part, ont présenté des soumissions en valeur de travail de 8 088 888 $ et de 36 650 000 $ respectivement. Les permis de prospection n°1001 et 1002, qui

TABLEAU 1

Sommaire de la répartition des terres (1er avril 1988 - 31 mars 1989) (superficie exprimée en hectares entre parenthèses)

Titulaire	Nombre de périmetres de découvertes importantes et d' ententes d'exploration au 1 avril 1988	Terres abandonées durant l'exercice financier	Nombre de permis de prospection au 31 mars 1989	Nombre d'attestations de découverte importante au 31 mars 1989	Puits restants* en année d' expiration du permis de prospection
Mobil	9 (423 573)	2 (67 048)	3 (300 100)	4 (37 010)	–
Labrador Group	4 (25 185)	–	–	4 (25 185)	–
Petro-Canada	2 (32 412)	–	2 (76 236)	1 (4 625)	1 / 1995
Shell	1 (228 826)	–	1 (228 826)	–	1 / 1993
Amoco	1 (46 050)	1 (46 050)	–	–	–
Husky Oil (Canterra)	1 (2 900)	–	–	1 (2 900)	–
BP	–	–	1 (58 817)	–	1 / 1995
Total	**18 (758 946)**	**3 (113 098)**	**7 (663 979)**	**10 (69 720)**	**3**

* Obligation de détenir les terres jusqu'à l'échéance du mandat

entraient en vigueur le 10 janvier 1989, ont été délivrés à Petro-Canada et Shell et à BP Resources et BP Canadian Holdings respectivement.

Appel d'offres

L'appel de désignation n° NF88-1 a été lancé en octobre 1988. Comme suite à la réponse de l'industrie à l'appel de désignation, l'appel d'offres n° NF89-1, qui concernait huit parcelles de terre situées dans le nord-est des Grands Bancs et couvrant une superficie de 374 949 hectares, a été approuvé par les ministres de l'Énergie et publié dans les Gazettes de Terre-Neuve et du Canada le 31 mars et le 1er avril 1989 respectivement. L'appel d'offres a pris fin le 26 septembre 1989.

Toutes les parcelles (figure 2) requièrent une soumission en valeur de travail et des permis de prospection seront délivrés aux adjudicataires. Tous les permis sauf le permis n°8 sont délivrés pour une période de six ans divisée en deux tranches consécutives de trois ans. Le permis n°8 aura une validité étalée sur une période de neuf ans divisée en deux tranches consécutives de cinq et quatre ans respectivement.

Enregistrement

En vertu des Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique, un registre public des titres et instruments de prospection et de production a été créé et est tenu à jour en conformité avec le *Newfoundland Offshore Area Registration Regulations.*

Le système est entré en vigueur le 20 mai 1988. Il permet d'enregistrer les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les permis de production ainsi que certaines servitudes qui affectent ces droits. Des copies des permis, des attestations et des documents enregistrés seront accessibles à toute personne intéressée moyennant le paiement d'un tarif prescrit.

Collecte et remboursement de fonds

Aux termes des Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique, l'Office est comptable de collecter certaines recettes. Au cours de l'exercice financier, l'Office a collecté une somme de 1 542 730 $ en loyers annuels pour des terres octroyées en vertu de permis de prospection, 3 000 $ en frais de délivrance, 225 $ pour les permis d'exploitation, 2 065,25 $ en frais associés au système d'enregistrement, ce qui porte à 1 548 020,25 $ le total des fonds collectés.

Les sociétés étaient admissibles à recevoir un remboursement pouvant atteindre 50 p. 100 du montant des loyers payés suivant un rapport d'un dollar de remboursement pour chaque dollar de dépenses admissibles. Des remboursements totalisant 275 781,25 $ ont été accordés à Mobil Oil Canada Properties.

FIGURE 1

Terres octroyées: secteur extracôtier au large de Terre-Neuve (31 mars 1989)

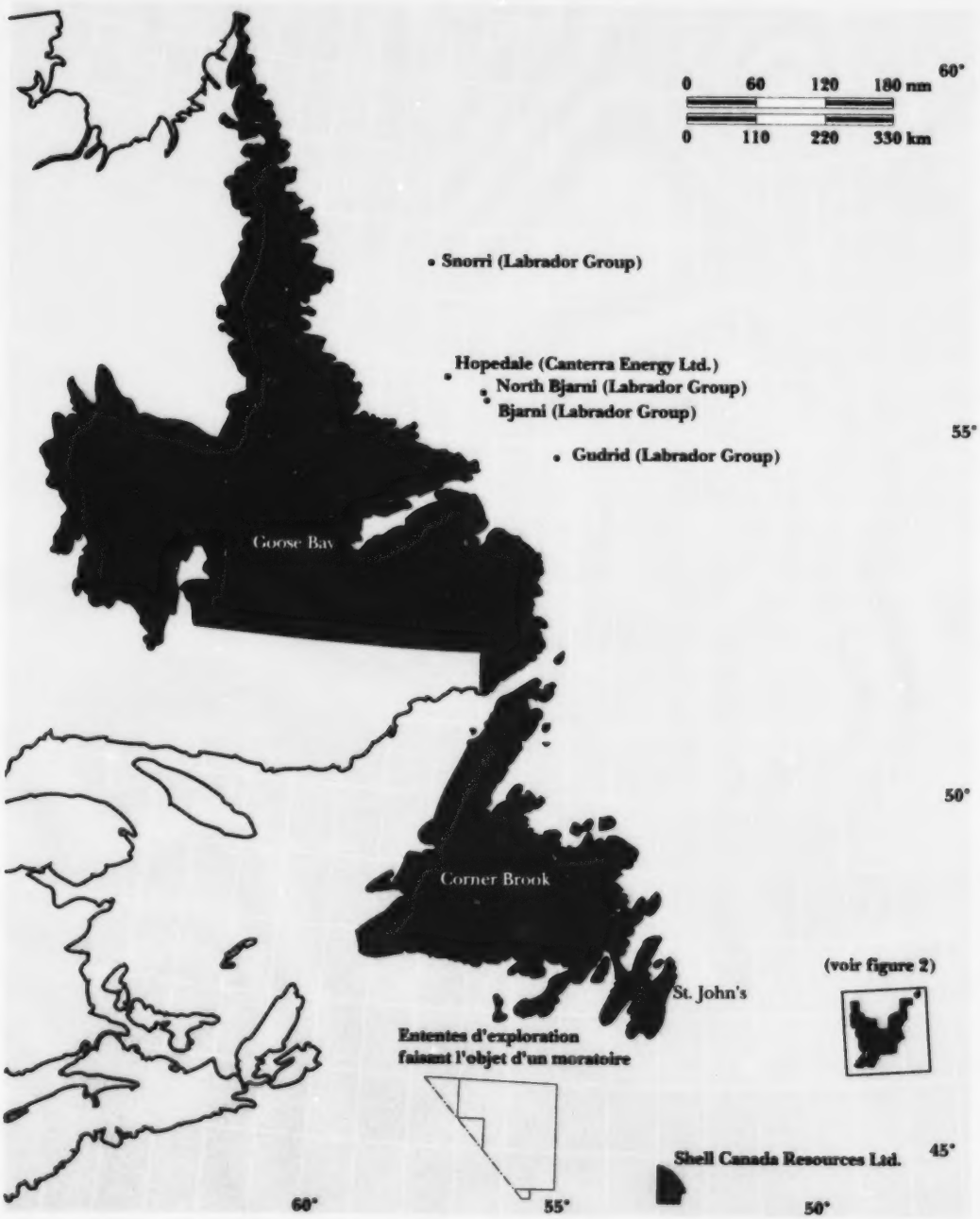
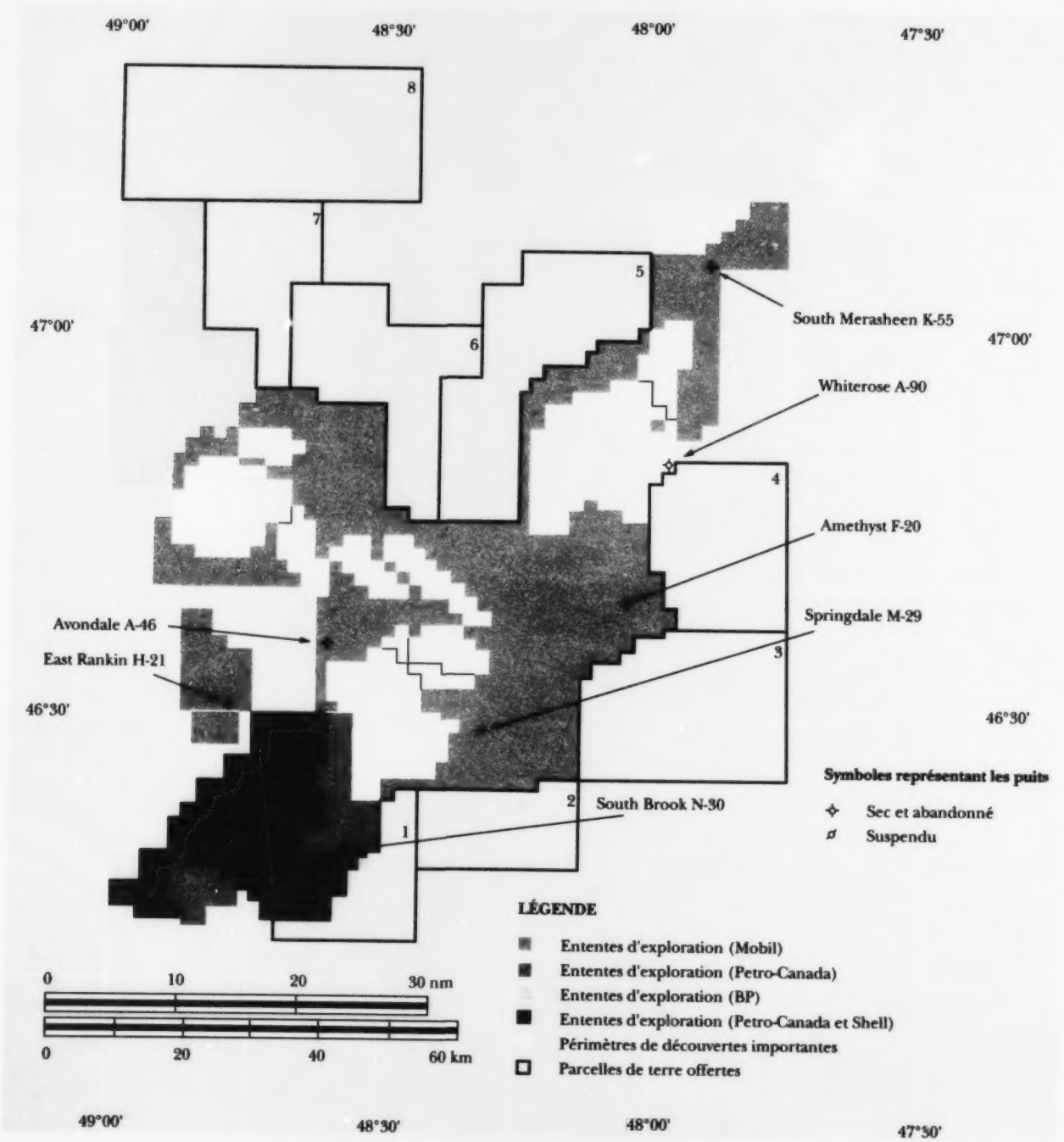


FIGURE 2

Terres octroyées (31 mars 1989) et puit commencés (1988/89): nord-est des Grands Bancs



STOCKAGE DES CAROTTES ET GESTION DES DONNÉES

L'Office est tenu par la loi de prendre les dispositions nécessaires au stockage et à la garde des échantillons de roche et de liquides prélevés dans le cadre des opérations de forage dans le secteur extracôtier au large de Terre-Neuve. Il est également comptable de la gestion des registres et des rapports de nature géologique et géophysique relatifs à la prospection extracôtière dans la région. Après l'expiration de la période de confidentialité prévue par la loi, les matériaux sont à la disposition de quiconque souhaite les examiner.

Centre de stockage des carottes et de recherche

Les travaux de construction d'une installation moderne de stockage de tous les échantillons de roche et de liquides provenant des 137 puits déjà forés et de ceux qui le seront ultérieurement au large de Terre-Neuve et du Labrador ont commencé en janvier 1988. Le bâtiment, érigé dans le parc industriel O'Leary de Saint-Jean (T.-N.), a une superficie d'environ 1 000 m. Construit au coût de 1 600 000 $, il devrait être opérationnel en mai 1989.

Le centre de stockage des carottes et de recherche offre un milieu de travail moderne aux géologues et autres chercheurs qui souhaitent étudier les morceaux de roche et d'autres échantillons aussi bien que des rapports et d'autres renseignements provenant des opérations extracôtières.

Avant la construction de l'installation de Saint-Jean, tous les échantillons de roche et autres matériaux provenant des puits forés au large de la côte est du Canada étaient entreposés dans une installation de Dartmouth (Nouvelle-Écosse) gérée par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Le transfert des quelque 80 tonnes de matériaux terre-neuviens a commencé fin mars 1989 et il devrait être achevé en mai 1989 au plus tard.

Système de localisation de point de tir

Depuis le début des activités de prospection au large de Terre-Neuve et du Labrador, en 1964, l'industrie a tiré plus de 500 000 kilomètres de lignes de sondage sismique. L'information ainsi constituée se trouve dans les fichiers de l'Office. Pour faciliter l'accès à cette masse de données et pour l'utiliser efficacement, l'Office et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada ont mis conjointement au point un système informatisé de localisation de point de tir qui per-

met de retrouver précisément les données sismiques depuis n'importe quel point du secteur extracôtier. La mise au point du système de localisation a commencé en 1986 et celui-ci est devenu opérationnel au milieu de 1988. Quelque 260 000 kilomètres de données ont déjà été introduits dans le système et le travail d'introduction des données restantes se poursuit. Grâce à ce système, le personnel de l'Office pourra avoir rapidement accès à l'information pour s'acquitter de l'importante fonction de l'évaluation des ressources extracôtières. Il lui permettra également de donner accès à l'information aux scientifiques de la terre qui s'intéressent à l'étude de la géologie extracôtière et en particulier aux géophysiciens des sociétés pétrolières qui souhaitent faire de la prospection dans le secteur extracôtier de Terre-Neuve.

ACTIVITÉ DE PROSPECTION

Forage d'exploration

Six puits d'exploration ont été forés dans le bassin Jeanne d'Arc au cours de l'exercice financier 1988-1989: l'AvondaleA-46 de Mobil et al., le South Brook N-30 de Petro-Canada et al., l'East Rankin H-21 de Chevron et al., l'Amethyst F-20 de Texaco et al., le South Merasheen K-55 de Texaco et al. et le Springdale M-29 de Texaco et al. Les cinq premiers ont été abandonnés et classés comme puits secs par leurs exploitants. Le forage du sixième, le Springdale M-29, a été temporairement interrompu le 9 mars, lorsque l'empiètement du pack a forcé la Maersk Vinlander à quitter les lieux. L'installation s'est rendue à Marystown, où elle est restée jusqu'au 31 mars, jour où elle a pris le chemin du retour au lieu de forage.

Forage de délimitation

Trois puits de délimitation suspendus ont été repris et un autre a été commencé et terminé au cours de l'exercice financier. Les trois puits

TABLEAU 2

Activité de forage

Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Commencé / Repris Suspendu / Terminé	Etat 31 mars 1989	Profondeur total (m)
Husky/Bow Valley et al Whiterose E-09 (délimitation)	46° 48′ 26″ N 48° 01′ 23″ W	Bow Drill 3	87-08-20/88-01-14 / 88-04-22 87-11-11 / 88-02-22 /88-07-01	Suspendu (Puits de petrole)	3 970
Petro-Canada et al Terra Nova C-09 (délimitation)	46° 28′ 10″ N 48° 30′ 59″ W	Sedco 710	87-12-13 / 88-06-16 88-03-04 / 88-08-01	Suspendu (Puits de petrole)	3 640
Petro-Canada et al Terra Nova E-79 (délimitation)	48° 28′ 29″ N 48° 26′ 48″ W	Sedco 710	88-03-05 / 88-04-15 88-04-01 / 88-06-14	Suspendu (Puits de petrole)	3 605
Husky/Bow Valley et al Whiterose A-90 (délimitation)	46° 49′ 11″ N 47° 57′ 18″ W	Bow Drill 3	88-07-02 88-08-11	Bouché et abandonné	3 025
Mobil et al Avondale A-46 (exploration)	46° 35′ 09″ N 48° 36′ 18″ W	Bow Drill 3	88-08-01 88-08-20	Bouché et abandonné	2 025
Petro Canada et al South Brook N-30 (exploration)	46° 19′ 53″ N 48° 34′ 05″ W	Sedco 710	88-08-21 88-09-18	Bouché et abandonné	1 789
Chevron et al East Rankin H-21 (exploration)	46° 30′ 27″ N 48° 48′ 10″ W	Sedco 710	88-09-19 88-10-27	Bouché et abandonné	2 150
Texaco et al South Merasheen K-55 (exploration)	47° 04′ 41″ N 47° 53′ 23″ W	Bow Drill 3/ Maersk Vinlander*	88-10-25 88-12-22	Bouché et abandonné	3 545
Texaco et al Amethyst F-20 (exploration)	46° 39′ 23″ N 48° 02′ 27″ W	Maersk Vinlander	88-12-25 89-02-09	Bouché et abandonné	3 305
Texaco et al Springdale M-29 (exploration)	48° 28′ 48″ N 48° 19′ 30″ W	Maersk Vinlander	89-02-11	Suspendu	2 902

* La Bow Drill 3 a été rebaptisée Maersk Vinlander le 8 décember 1988

repris étaient le Terra Nova E-79 de Petro-Canada et al., le Terra Nova C-09 de Petro-Canada et al. et le Whiterose E-09 de la Husky/Bow Valley et al. Le quatrième puits de délimitation foré au cours de l'exercice financier a été le Whiterose A-90 de Husky/Bow Valley et al., qui a été abandonné et classé comme puits sec.

Petro-Canada a signalé 76 mètres de zone productrice nette au puits Terra Nova E-79. Un essai aux tiges effectué dans l'intervalle situé entre 3 268 et 3 278 mètres a laissé s'échapper du pétrole selon un débit de 1 431 m^3/j (9 000 barils par jour). C'est le plus important débit soutenu jamais enregistré en un seul essai dans le secteur extracôtier de Terre-Neuve. L'exploitant estime que ce puits pourrait soutenir un débit de 3 180 m^3 par jour (20 000 barils par jour).

Au puits Terra Nova C-09, Petro-Canada a signalé l'existence de 61 mètres de zone productrice nette. Un essai aux tiges effectué dans l'intervalle situé entre 3 438 et 3 448 mètres a laissé s'échapper du pétrole selon un débit de 1 155 m^3/j (7 265 barils par jour). Les résultats très encourageants obtenus dans le cadre du programme de délimitation Terra Nova sont venus renforcer la décision des participants à Terra Nova d'adjuger un marché technique préliminaire ayant pour objet d'évaluer les options de mise en valeur.

Le troisième puits de délimitation repris est le Whiterose E-09 de Husky/Bow Valley et al.; l'exploitant a signalé six essais réussis. L'intervalle situé entre 3 661 et 3 684 mètres dans la formation Hibernia a laissé s'échapper du pétrole suivant un débit de 80 m^3/j (504 barils par jour). La formation Ben Nevis a fait l'objet d'essais à cinq intervalles et a laissé échapper du pétrole selon un débit maximum de 803 m^3/j (5 050 barils par jour) au niveau de l'intervalle de 2 958-2 986 m et de l'intervalle de 2 991-3 009 m, et un débit minimum de 67,4 m^3/j (424 barils par jour) à l'intervalle 2 915,5 - 2 923,5 m.

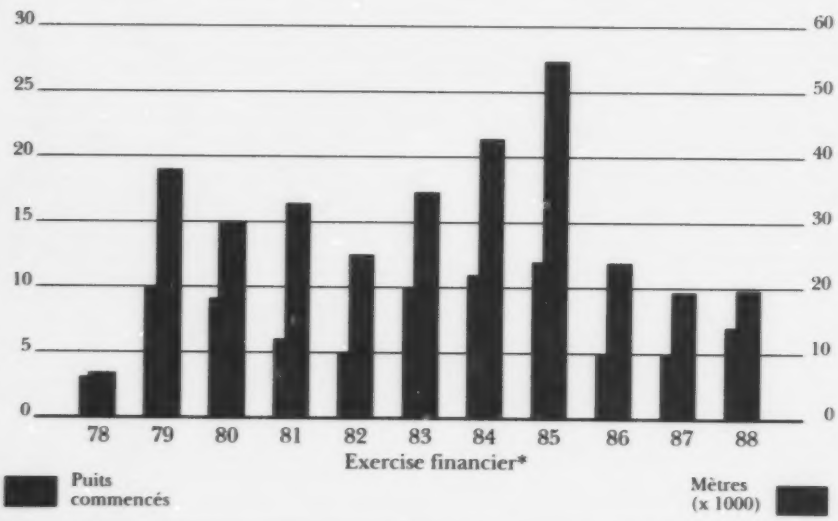
TABLEAU 3

Activité extracôtière

Activité		Au 31 mars 1988	Total au 31 mars 1989
Puits commencés:	exploration	108	114
	délimitation	22	23
Puits archevés:	exploration	108	113
	délimitation	19	23
Mètres forés:	exploration	376,489	392,205
	délimitation	85,475	89,642
Tirs sismiques (km):		507,756	511,120

FIGURE 3

Activité de forage au large de Terre Neuve et du Labrador



* Du 1er avril de l'année indiquée au 31 mars de l'année suivante.

Activités à caractère géophysique et géologique

Un programme d'études géologiques et huit programmes d'études géophysiques ont été poursuivis au cours de l'année, tous dans le bassin Jeanne d'Arc de la région des Grands Bancs. Les études géophysique ont comporté 71 kilomètres de tirs permettant de recueillir des données de sismique réflexion 2-D pour Chevron sur la perspective East Rankin, et 3 293 kilomètres de tirs sismiques 3 D pour Petro-Canada sur l'étendue est de la région de découverte Terra Nova. Ont également été effectuées cinq études de site, une pour Husky, trois pour Petro-Canada et une pour Texaco, les quatre dernières comportant 835 kilomètres de données sismiques de haute résolution. Un sillon d'iceberg tracé récemment dans le secteur de la structure Whiterose a fait l'objet d'une étude réalisée pour le compte de Husky à l'aide d'un sonar à balayage latéral. Le programme d'études géologiques a consisté en un levé géochimique utilisant une méthode

TABLEAU 4

Ressources découvertes – région du nord-est des Grands Bancs

Champ (exploitant)	Année de découverte	Ressources découvertes récupérables * Pétrole $m^3 \times 10^6$ (millions de barils)	Gas $m^3 \times 10^9$ (milliards de pieds cubes)	NGL's** $m^3 \times 10^6$ (millions de barils)
Hibernia (Mobil)	1979	106.0 (666)	28.7 (1,017)	17.7 (111)
Ben Nevis (Mobil)	1980	3.0 (19)	6.5 (229)	4.7 (30)
South Tempest (Mobil)	1981	1.3 (8)	–	–
Hebron (Mobil)	1981	31.0 (195)	–	–
Nautilus (Mobil)	1982	2.1 (13)	–	–
North Dana (Mobil)	1983	–	13.3 (470)	1.8 (11)
Terra Nova (Petro-Canada)	1984	64.6 (406)	–	–
Trave (Husky/Bow Valley)	1984	–	0.8 (30)	0.2 (1)
South Mara (Mobil)	1984	0.6 (4)	4.1 (144)	1.2 (8)
Whiterose (Husky/Bow Valley)	1984	28.4 (178)	42.7 (1,509)	9.2 (58)
West Ben Nevis (Petro-Canada)	1985	4.0 (25)	–	–
Mara (Mobil)	1985	3.6 (23)	–	–
North Ben Nevis (Husky/Bow Valley)	1985	2.9 (18)	3.3 (115)	0.7 (4)
Fortune (Husky/Bow Valley)	1986	0.9 (6)	–	–
Total (31 mars 1989)		**248.4 (1,562)**	**99.4 (3,514)**	**35.5 (223)**
Total (31 mars 1988)		**195.2 (1,229)**	**114.5 (4,045)**	**34.0 (214)**

* Suivant un facteur de probabilité de 50 p. 100
** Liquides de gaz naturel

de collecte aérienne et effectué pour le compte d'Amoco.

Estimation des ressources découvertes

Au cours de l'exercice financier, l'Office a procédé à une mise à jour des estimations des ressources découvertes dans les champs Terra Nova, Whiterose et North Ben Nevis, ce qui a permis d'accroître l'estimation totale des ressources en hydrocarbures découvertes dans la région du nord-est des Grands bancs de 53,2 $m^3 \times 10^6$ (335 millions de barils). Cette estimation comprend la découvert Fortune qui était classifiée comme confidentielle dans le report précédent, et un chiffre révisé pour Hibernia.

Les estimations des ressources en pétrole des champs Terra Nova et Whiterose se sont accrues dans des proportions appréciables grâce aux données acquises au cours du forage de délimitation. L'estimation des ressources en hydrocarbures pour le champ Terra Nova a été augmentée de 36,2 $m^3 \times 10^6$ (227 millions de barils), tandis que celle du champ Whiterose s'est accrue de 15,4 $m^3 \times 10^6$ (96 millions de barils).

Les estimations des ressources en gaz et en liquides de gaz naturel dans le champ Whiterose ont été réduites de 10,9 $m^3 \times 10^9$ (384 milliards de pieds cubes) et de 2,6 $m^3 \times 10^6$ (16 millions de barils) respectivement. La refonte de la carte de la structure Ben Nevis a été la principale cause de la réduction de l'estimation des ressources en pétrole de ce champ, réduction qui a été de 2,3 $m^3 \times 10^6$ (15 millions de barils).

On trouvera au tableau 4 les estimations des ressources découvertes dans les champs de la région du nord-est des Grands Bancs, dans le secteur extracôtier de Terre-Neuve. Ces estimations comprennent tous les renseignements qui étaient du domaine public et qui étaient disponibles au mars 1989.

Sauf dans le cas des champs Hibernia et Terra Nova, les ressources découvertes ont été déterminées à l'aide d'un programme de simulation sur ordinateur Monte Carlo, qui produit toute une gamme d'estimations des ressources. Les estimations des ressources de Terra Nova sont établies en fonction d'une base volumétrique. L'Office n'a établi nulle estimation des ressources d'Hibernia. Les ressources dont il est question au tableau 4 reposent sur une étude de simulation effectuée en 1988 par l'APGTC. Les estimations du gaz naturel et des LGN reposent sur une étude semblable effectuée en 1984 par la Direction générale du pétrole de Terre-Neuve et du Labrador.

Ces estimations sont sujettes à changement au fur et à mesure que de nouveaux renseignements seront collectés à la faveur de travaux ultérieurs de forage ou d'études géophysiques et que des données confidentielles seront déclassées.

ACTIVITÉ DE MISE EN VALEUR

Déclaration de principes d'Hibernia

Le 18 juillet 1988, un jalon a été posé dans la mise en valeur du champ Hibernia lorsque les pétrolières qui y participent, le gouvernement du Canada et le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador ont signé la déclaration de principes d'Hibernia. Ce document pose le cadre des conditions d'ordre financier et fiscal dans lequel s'insérera la mise en oeuvre du projet. Les participants ont estimé le coût en capital du projet avant le démarrage de l'exploitation à 5 200 000 000 $, auxquels devrait venir s'ajouter une somme supplémentaire de 3 300 000 000 $ en frais de développement après le démarrage de l'exploitation.

Outre qu'elle décrit les conditions d'ordre financier et fiscal rattachées au projet, la déclaration de principes confirme l'acceptation par les sociétés participantes de la Décision 86.01 de l'Office, dans laquelle celui-ci approuve, à certaines conditions, le Plan de mise en valeur et le Plan des retombées économiques pour le Canada et Terre-Neuve du promoteur. De plus, les participants au projet Hibernia se sont engagés à faire le maximum pour réaliser de 45 à 50 p. 100 de contenu canado-terre-neuvien dans les dépenses liées au projet et ils ont également fait des promesses précises pour ce qui est de la gestion du projet, de l'usinage et du transfert de la technologie. L'Office se voyait confier la responsabilité de surveiller l'accomplissement de ces efforts. Pour s'en acquitter, il mettra sur pied un dispositif complet de surveillance et il passera en revue les grandes décisions en matière d'affermage et d'acquisition à toutes les étapes du processus d'adjudication. L'Office surveillera également la réalisation des engagements relatifs au transfert de technologie et à la participation au projet des résidents de Terre-Neuve et d'autres parties du Canada.

Au moment de la signature de la déclaration de principes, on prévoyait qu'il serait possible de conclure une entente détaillée avant le 31 mars 1989. Cela s'est toutefois révélé impossible et, fin mars, les parties ont fait savoir que, bien que d'importants progrès avaient été accomplis, il faudrait encore un certain nombre de mois pour que l'entente soit conclue.

Projet Hibernia

Comme suite à la signature de la déclaration de principes d'Hibernia, l'Office a entrepris un examen de la stratégie et du calendrier d'affermage du projet. L'examen a

essentiellement porté sur deux importants contrats offerts par Mobil, en tant qu'exploitant, au cours du quatrième trimestre de 1988:

- contrat concernant la fabrication et l'acquisition des installations en surface et les services liés au projet;
- contrat concernant la conception, la construction et l'installation de la structure à embase-poids.

Des consortiums de sociétés d'ingénierie et de construction internationales, nationales et locales ont été préalablement jugées aptes à soumissionner par Mobil. L'Office s'attend à ce qu'il y ait une forte participation canadienne et terre-neuvienne aux deux contrats, lesquels devraient être adjugés durant la deuxième moitié de 1989. On estime la valeur totale de ces contrats à quelque un milliard de dollars.

Au cours du premier trimestre de 1989, l'Office a participé à onze séminaires à l'intention de la communauté des affaires tenus par Mobil à différents endroits de Saint-Jean (T.-N.) à Vancouver. À chaque endroit, l'Office a présenté un exposé faisant état des exigences réglementaires relatives à la fourniture de biens et de services dans le cadre du projet Hibernia et donné un aperçu de ses plans de surveillance des activités d'acquisition et d'affermage de Mobil.

Projet Terra Nova

L'Office a été informé du fait que Petro-Canada Inc., exploitant dans le cadre du projet Terra Nova, a achevé les études de faisabilité technique préliminaires de diverses options d'installations flottantes d'exploitation pour la mise en valeur du champ Terra Nova. Les options examinées comprenaient des installations semi-submersibles à coque d'acier et de béton et des installations montées sur navire-citerne. Diverses sociétés d'experts-conseils de Terre-Neuve ont en outre effec.ué un certain nombre d'études préliminaires sur les incidences socio-économiques et environnementales possibles du projet. Petro-Canada en est actuellement à procéder à des études d'évaluation de réservoir, après quoi on décidera de l'opportunité de présenter un plan de mise en valeur.

L'Office a eu des pourparlers préliminaires avec Petro-Canada au sujet du calendrier de mise en valeur du champ et de ses exigences eu égard aux demandes d'approbation de travaux de ce genre.

Lignes directrices relatives aux demandes de mise en valeur

Les Lois de mise en oeuvre de l'Accord Atlantique et les règlements qui en découlent stipulent les exigences que doivent respecter les promoteurs de travaux de mise en valeur d'hydrocarbures dans le secteur extracôtier de Terre-Neuve pour obtenir l'approbation de leurs plans à cet égard. Au cours de l'année, l'Office a rédigé des lignes directrices relatives aux demandes de mise en valeur qui précisent les renseignements dont il a besoin pour donner suite à une demande

ainsi que le processus d'examen qui sera suivi aux fins du traitement de la demande.

L'Office a entrepris la rédaction des lignes directrices au début de 1988. Il en a mis une première version à la disposition du gouvernement du Canada, du gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador, de l'industrie pétrolière et du public. Des commentaires sont venus de tous ces groupes, commentaires dont beaucoup ont donné lieu à des modifications propres à améliorer les lignes directrices. L'Office a approuvé les lignes directrices et les a diffusées à la fin de 1988.

Il incombe à l'Office d'établir si les demandes de mise en valeur feront l'objet d'un examen public ou non; or, on prévoit que des audiences publiques seront tenues dans tous les cas de demandes de mise en valeur à venir prochainement. Dans tous les cas, les promoteurs devront tenir des séances d'information du public dans les collectivités qui seront touchées par le projet.

Les documents qui doivent accompagner chaque demande sont les suivants: un plan de mise en valeur; un plan des retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve; et un sommaire de la demande de mise en valeur. L'Office peut en outre exiger un ou plus d'un des documents auxiliaires suivants: un énoncé des incidences environnementales (EIE); un énoncé des incidences socio-économiques (EISE); ou tout autre document que l'Office juge nécessaire.

PLAN DE MISE EN VALEUR

Ce document est censé décrire le projet de façon suffisamment détaillée pour que l'Office soit en mesure d'en déterminer le caractère acceptable. La partie I du plan de mise en valeur doit faire état des projets du promoteur pour l'exploitation du gisement ou du champ pétrolifères et renfermer un résumé de tous les renseignements utilisés par le promoteur pour la préparation du Plan. Il doit également donner un aperçu des solutions de rechange envisagées et des raisons pour lesquelles le mode de mise en valeur proposé a été retenu. La partie II du Plan de mise en valeur se compose de copies des études, rapports, propositions, etc., dont s'est servi le promoteur pour la préparation du Plan et pour l'examen des solutions de rechange. Seuls les passages de la partie II qui sont frappés du sceau de la confidentialité ne seront pas disponibles pour examen public.

PLAN DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUR LE CANADA ET POUR TERRE-NEUVE

Dans ce document, le promoteur explique ce qu'il entend faire pour se conformer à l'exigence statutaire voulant qu'il offre une juste possibilité à des Canadiens et à des sociétés canadiennes de subvenir aux besoins découlant du projet et d'accorder la priorité aux services et aux biens provenant de la province même, et d'offrir des possibilités d'emploi à la main-d'oeuvre de la province. Ce plan doit présenter des projections des dépenses en matière d'éducation et de formation ainsi qu'en recherche et en développement. Il doit également préciser les modalités de consultation, de surveillance et de rapport dont le promoteur entend se doter pour atteindre ces objectifs.

SOMMAIRE DE LA DEMANDE DE MISE EN VALEUR

Chaque demande de mise en valeur doit s'accompagner d'un sommaire destiné à donner au profane un aperçu suffisamment complet des documents qui accompagnent la demande pour qu'il puisse se former une opinion fondée au sujet du projet.

ÉNONCÉ DES INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES

Ce document doit décrire de façon détaillée le cadre environnemental dans lequel s'insérera le projet de mise en valeur proposé. Il doit faire état de l'interaction entre les travaux de mise en valeur et l'environnement ainsi que des incidences que ceux-là devraient avoir sur celui-ci. Il devrait en outre présenter les politiques et les modalités que le promoteur se propose de mettre en oeuvre pour prévenir ou atténuer toute incidence néfaste possible.

ÉNONCÉ DES INCIDENCES SOCIO-ÉCONOMIQUES (EISE)

Ce document doit présenter les résultats des analyses faites par le promoteur des incidences positives et négatives que devrait avoir le projet de mise en valeur sur les aspects économiques et sociaux des collectivités directement touchées par le projet.

OPÉRATIONS

Approbations réglementaires

Mobil Oil, Texaco, Chevron et Petro-Canada ont chacune demandé et obtenu des approbations de programme de forage au cours de l'exercice financier.

Autorisation a également été donnée de forer sept nouveaux puits, de reprendre quatre puits, de procéder à cinq opérations d'essais aux tiges, de suspendre quatre puits et d'en abandonner six. L'Office a en outre donné son approbation définitive à douze fiches techniques finales de puits et son approbation conditionnelle à neuf autres et il a accusé réception de neuf dossiers d'achèvement de puits.

Inspections

Les inspecteurs de l'Office ont procédé en tout à huit inspections de routine à bord de deux installations de forage et à cinq inspections à bord de trois navires de soutien en activité dans la région. Seules des déficiences mineures ont été constatées, déficiences qui, lors d'inspections ultérieures, avaient dans tous les cas, les inspecteurs ont pu s'en rendre compte, été corrigées de façon satisfaisante.

Sommaire du temps d'activité

Les opérations extracôtières se sont poursuivies par deux installations sur dix puits au cours de l'exercice financier (figure 4).Le temps d'activité des installations a totalisé 488,7 jours. De ce nombre, 10,4 jours ont été consacrés au déplacement, à l'amarrage et au positionnement des installations, 246,4 l'ont été aux opérations de forage, 145,6 ont été passés à l'évaluation de formations, 37,6 ont été marqués par des problèmes de forage, 12,2 ont été perdus en retards attribuables aux conditions météorologiques, 32,9 en attente sur la banquise et 3,6 ont été perdus en retards divers. De plus, 11,6 jours ont été passés en inspection annuelle.

Evénements marquants

Au cours de la période visée par le présent rapport, quatre événements marquants en tout ont été signalés à l'Office, dont aucun n'a fait de blessés. En aucun cas, la sécurité d'une installation mobile de forage en mer n'a été menacée, ni un puits mis en danger.

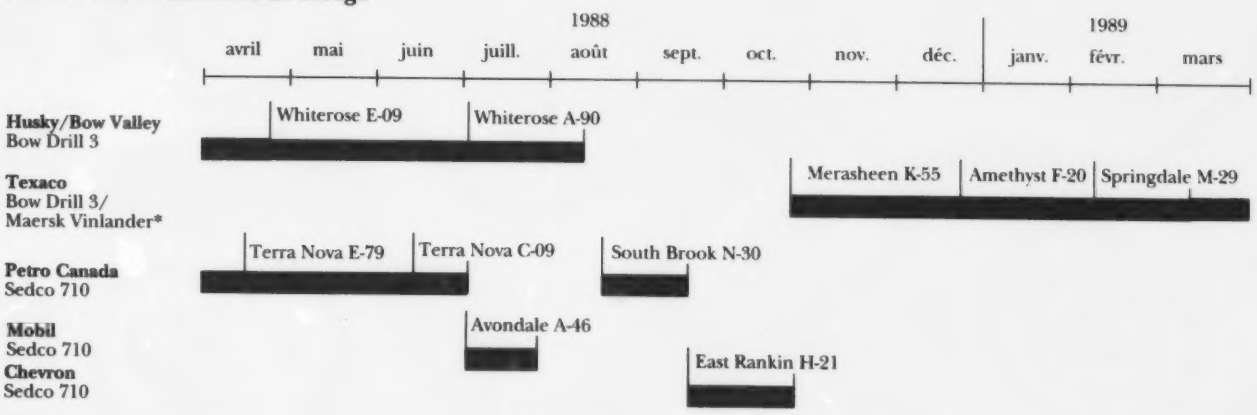
Le 19 avril 1988, le dispositif de fond du train de tige de la Sedco 710 s'est empêtré dans le bloc d'obturation tandis qu'on l'enlevait du trou du puits Terra Nova E-79.

Le 2 août 1988, un anneau d'acier d'un dispositif de levage de la grue bâbord de l'installation Bow Drill 3 a lâché, de sorte qu'un conteneur partiellement chargé est tombé sur le pont de l'installation. Comme suite à l'incident, un programme d'inspections plus fréquentes de toutes les composantes essentielles des dispositifs de levage a été mis sur pied.

Le 4 novembre 1988, une panne mécanique a rendu inopérant l'un des quatre groupes électrogènes de la Bow Drill 3; quatre jours plus tard,

FIGURE 4

Activité des installations de forage



* Depuis le 8 décembre 1988, suite à soon achat par la Maersk Company (Canada) Limited, la platforme de forage Bow Drill 3 s'appelle officiellement la Maersk Vinlander.

il a fallu retirer du service un autre groupe électrogène pour d'importantes réparations. Le puits a été suspendu pour une période de cinq jours au cours de laquelle on a installé une génératrice de secours temporaire. L'inspection des deux groupes fonctionnels a révélé une usure prématurée de plusieurs paliers principaux qui a rendu leur remplacement nécessaire. Toutes les réparations ont été effectuées sur place et avaient été achevées le 19 décembre 1988.

Le 10 février 1989, un dispositif de guidage de chaîne d'ancre de la Maersk Vinlander (ex-Bow Drill 3) a été endommagé tandis qu'on récupérait les ancres. Une inspection a révélé que la structure n'avait subi aucun dommage et on a accordé l'autorisation de forer le puits Springdale M-29 en utilisant un dispositif d'amarrage à sept points (au lieu de huit) et des modalités d'alerte modifiées. Les dommages ont été réparés en mars lorsque l'installation s'est rendue à Marystown après la suspension du puits Springdale M-29, suspension décidée en raison de l'empiètement de la glace.

SANTÉ ET SÉCURITÉ AU TRAVAIL

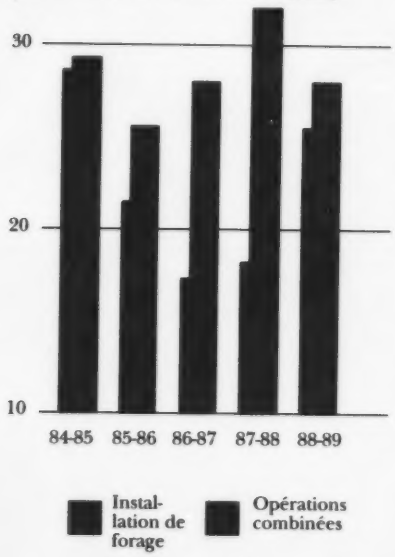
Système d'évaluation de sécurité

L'Office a achevé la mise au point d'un système d'évaluation de sécurité à utiliser dans l'évaluation globale des demandes d'approbation de programme de forage et la surveillance de l'activité à mesure que les travaux progressent.

Le système a été perfectionné au moyen d'une série d'essais effectués en collaboration avec les exploitants, d'une utilisation régulière à bord d'installations mobiles de forage en mer et de navires de soutien ainsi que d'un examen officiel effectué par l'industrie et coordonné par l'Association pétrolière du Canada.

FIGURE 5

Accidents ayant entraîné des pertes de temps dans le travail en mer
(par million d'heures de travail)



Planification de l'intervention d'urgence

L'Office a achevé la préparation de son plan interne d'intervention d'urgence. Le plan prévoit trois niveaux d'intervention de l'Office en cas d'urgence.

La surveillance des urgences relève d'un niveau d'action, tandis que les autres niveaux prévoient l'intervention de l'Office dans les situations d'urgence environnementale ou autre.

Accidents ayant entraîné des pertes de temps

Dans son rapport annuel pour l'année 1987-1988, l'Office faisait état de pratiques de rapport insatisfaisantes en matière d'accidents ayant entraîné des pertes de temps à bord des navires de service et de sauvegarde. Grâce à des échanges avec les exploitants, les problèmes ont été résolus et des modalités de rapport acceptables ont été mises en oeuvre. En outre, un certain nombre d'initiatives en matière de sécurité prises par les exploitants ont permis de réduire de 50 p. 100 le taux d'accidents entraînant des pertes de temps à bord des navires de service et de sauvegarde.

Le nombre réel d'accidents survenant à bord de navires de service est passé des 16 signalés l'an dernier à 7 cette année. Toutefois, le nombre d'accidents à bord d'installations mobiles de forage en mer est passé de 11 à 13. Cette augmentation, combinée à une réduction du nombre d'heures de travail réel durant l'année, a entraîné une augmentation de 40 p. 100 du taux d'accidents, par rapport à l'année précédente, dans les statistiques à cet égard. L'Office continuera d'encourager les exploitants à rechercher des mesures propres à réduire les risques d'accidents dans l'industrie extracôtière.

Règlement sur la santé et la sécurité au travail

Le 31 octobre 1987 a été proclamé le Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelle (pétrole et gaz) en vertu de la partie IV du Code du travail du Canada pour les régions domaniales qui relèvent de la compétence fédérale. Comme la partie IV du Code du travail du Canada ne s'applique pas dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, on a entrepris la rédaction d'un règlement distinct qui sera promulgué en vertu des Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve. Entretemps, les opérations se déroulent sous l'empire de la version provisoire du règlement.

À la fin de mars, le projet de règlement intitulé *Petroleum Occupational Safety and Health Regulations - Offshore Newfoundland* faisait l'objet de l'examen technique de la part de fonctionnaires du gouvernement du Canada et du gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador.

Normes relatives aux combinaisons protectrices

Le personnel de l'Office a continué de participer, de concert avec l'Office des normes générales du Canada (ONGC), à l'élaboration de normes applicables à l'équipement de protection personnelle qu'utilise l'industrie pétrolière dans les activités en mer. Des critères de rendement ont été élaborés sous les auspices de l'ONGC pour les trois catégories de combinaisons suivantes:

- combinaison pour passagers d'hélicoptère
- combinaison flottante étanche en cas de naufrage

- survêtement protecteur pour travail en mer.

La première des combinaisons mentionnées ci-dessus a été sanctionnée comme norme nationale du Canada depuis 1986. Depuis, la Division de la navigabilité de Transports Canada a établi que deux combinaisons pour passager d'hélicoptère fabriquées au Canada sont conformes à la norme.

La norme relative à la combinaison flottante étanche en cas de naufrage a récemment été approuvée par le Conseil des normes du Canada. Sa publication devrait survenir au printemps 1989. Quant à la publication de la norme relative au survêtement protecteur pour travail en mer, elle devrait survenir à l'été 1989.

Lignes directrices sur les exigences en matière de formation

L'Office a achevé une évaluation de la formation que doivent posséder les personnes servant à bord des installations mobiles de forage en mer et des navires de service. Cette évaluation a débouché sur la rédaction d'une ligne directrice provisoire qui décrira brièvement, à l'intention des exploitants, la formation minimale en matière de sécurité et d'activité marine et industrielle que doivent posséder les équipages des installations mobiles de forage en mer et des navires de service.

Les normes actuelles de l'industrie, auxquelles les exploitants devraient en principe se conformer volontairement, ont été pour l'essentiel incorporées aux lignes directrices provisoires. Celles-ci font état aussi des exigences de la Garde côtière du Canada (GCC) en matière de certification du personnel qui a des responsabilités marines, exigences auxquelles il est obligatoire de se conformer.

Pour la préparation des lignes directrices provisoires, l'Office a consulté la GCC, l'APGTC ainsi que le ministère de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador.

À la fin de mars, le document était entre les mains de l'Association pétrolière du Canada qui l'examinait préalablement à sa publication officielle.

Système de récupération des embarcations de sauvetage

Dans le cadre des expériences dont font l'objet depuis plusieurs années divers systèmes de lancement et de récupération d'embarcations de sauvetage au large de Terre-Neuve, on a effectué en tout 127 récupérations réussies d'embarcations à même des navires de service, et ce, dans des conditions où les vents pouvaient atteindre 67 noeuds et les vagues, une hauteur de 37 pieds. L'expérience a amené les propriétaires et les exploitants de l'installation de forage semi-submersible Maersk Vinlander (l'ancienne Bow Drill 3) à chercher à obtenir l'approbation réglementaire des diverses composantes d'un système de récupération d'embarcation de sauvetage qui permet de faire en sorte qu'un navire de service puisse prendre en remorquage une embarcation de sauvetage pleine de passagers puis de la hisser, avec ses passagers, sur le pont du navire. Pour les besoins du système, il a fallu modifier les embarcations de sauvetage de la Vinlander, c'est-à-dire les doter d'un cadre de levage et de raccords de touage. Ces modifications ont été approuvées par la Garde côtière du Canada après des essais réussis visant à en démontrer la validité. Le cadre de levage et toutes les autres composantes du système ont fait l'objet d'essais de charge réussis en février 1989.

L'Office a accepté que le système soit mis en usage et, à la fin de mars, deux des quatre embarcations de sauvetage de la Maersk Vinlander avaient été équipées du cadre de levage et des raccords de touage. Les deux autres embarcations devraient être modifiées dans le courant de 1989.

AFFAIRES ENVIRONNEMENTALES

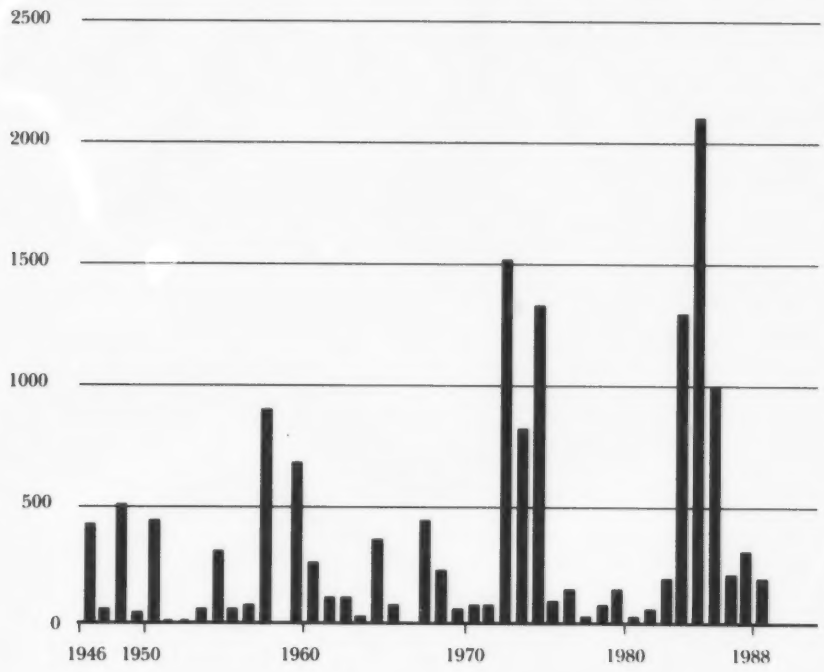
Coordination environnementale

Le 21 avril 1988, l'Office a conclu des protocoles d'entente ayant trait aux questions relatives à la pêche et à la prestation de services environnementaux dans le secteur extracôtier de Terre-Neuve. Les ministères fédéral et provincial de l'Environnement et des Pêches ont été les signataires des protocoles relatifs à l'environnement et aux pêches respectivement. En ont également été signataires l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, le ministère de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador ainsi que le Secrétariat aux affaires intergouvernementales de Terre-Neuve et du Labrador.

Les protocoles d'entente, que prescrivent les Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique, prévoient la coordination de l'échange d'information sur l'environnement et sur les pêches entre les organismes signataires et proposent un mécanisme grâce auquel l'Office peut obtenir des conseils sur ces questions de spécialistes faisant partie du personnel des services signataires, ce qui supprime tout doublement inutile du personnel.

FIGURE 6

Décompte annuel des icebergs franchissant le 48° degré de latitude nord (Patrolle international des glaces)



1946 Introduction de la reconnaissance aérienne pour le repérage des icebergs
1983 Introduction de l'emploi du radar pour le repérage des icebergs

Protection de l'environnement

L'Office exige des exploitants qu'ils se conforment aux mêmes normes que celles qui s'appliquent aux autres terres domaniales et qu'ils participent à l'effort d'élaboration de ces normes. Les travaux d'un comité précisément affecté à cette tâche ont abouti à la proclamation, en janvier 1989, des lignes directrices conjointes OCTNHE-APGTC sur le traitement des déchets en mer. Ce document procure aux exploitants actifs dans le secteur extracôtier l'orientation technique dont ils ont besoin pour se conformer aux exigences de protection de l'environnement marin contre les effets néfastes possibles des déchets résultant de leurs activités.

L'Office a continué de surveiller l'emploi des boues de forage à base d'huile pour s'assurer de l'observation des lignes directrices de l'OCTNHE et de l'APGTC à cet égard.

Fuites d'hydrocarbures - exercices pratiques

En 1988, les exercices obligatoires de démonstration de la capacité d'intervenir en cas de fuite d'hydrocarbures ont été le fait des exploitants actifs: Chevron, Husky, Mobil, Petro-Canada et Texaco. Le programme d'exercice de cette année comportait quatre volets qui tous, ont nécessité la participation de l'East Coast Spill Response Inc. (ESRI), la société en participation de l'industrie. Les exercices ont été effectués entre mars et octobre 1988 et ils ont été marqués par la participation à des degrés divers d'autres organismes. L'Office, ayant assisté à la tenue des exercices, les a

trouvés conformes aux exigences réglementaires auxquelles doit se plier chaque exploitant.

Le premier volet du programme d'exercices comprenait le déploiement d'estacades autour de l'installation de forage Bow Drill 3 (qui s'appelle maintenant Maersk Vinlander) à Marystown; le déploiement et l'utilisation d'une écrémeuse et d'un réservoir de récupération; et l'utilisation d'un dispositif de pistage des déversements de pétrole. L'exercice avait pour but de mettre à l'essai la logistique ainsi que le fonctionnement de la main-d'oeuvre et de l'équipement dans des conditions hivernales.

Le deuxième volet faisait appel à la participation du personnel de l'industrie et de ESRI dans le cadre d'un exercice avec équipement de la Garde côtière du Canada (GCC) à Mulgrave, en Nouvelle-Écosse, en août 1988. L'équipement de confinement et de récupération utilisé est d'un type semblable à celui qu'emploie l'industrie. Des représentants de l'industrie et d'ESRI ont également participé à l'exercice conjoint GCC - Garde côtière américaine d'application de mesures anti-déversement, CANUSLANT '88, qui s'est tenu en septembre à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick. Le dernier volet a consisté à faire des essais de rendement de quatre écrémeuses de récupération dans le bassin d'essai du Conseil national de recherche. On faisait varier le type de pétrole et l'état des vagues.

Conditions météorologiques et état de la mer

Le vent et l'état de la mer ont causé l'interruption des opérations à plusieurs reprises au cours de l'hiver 1988-1989. En deux occasions, le 4 et le 22 janvier 1989, l'installation Maersk Vinlander s'est désaccouplée du puits Amethyst F-20 parce que les mouvements de l'installation ne lui permettaient plus de fonctionner. Les vagues ont alors atteint les hauteurs maximales combinées de 12,2 m (40 pieds) et de 17,4 m (57 pieds) respectivement. Les deux fois, l'installation a encaissé la tempête sans problème et a par la suite été réaccouplée au puits.

Glace de mer et icebergs

Le 1er avril 1988, le pack recouvrait le secteur du puits Whiterose E-09 et a empiété suffisamment sur le secteur du puits Terra Nova E-79 pour forcer l'installation Sedco 710 à quitter les lieux. La glace a entrepris sa retraite vers le nord plusieurs jours plus tard, si bien que la Sedco 710 et la Bow Drill 3 étaient de retour à leur lieu de forage le 12 et le 20 avril respectivement.

En 1988, l'estimation du nombre des icebergs qui ont franchi le 48e degré de latitude nord telle qu'elle a été établie par la Patrouille internationale des glaces a été de 187, contre 316 en 1987 et une moyenne pour 30 ans de 413. Bien que les icebergs qui se sont approchés du secteur de forage soient peu nombreux, un iceberg d'environ 700 000 tonnes a touché le fond à 1,3 mille marin du puits Whiterose E-09 le 9 avril 1988. La Bow Drill 3 était ailleurs et le puits était en sûreté. Un autre iceberg, dont le poids a été évalué à 3,7 millions de tonnes, a touché le fond par intermittence entre le 30 avril et le 13 juin, dans environ 105 mètres d'eau à une centaine de milles marins au nord-ouest du secteur de forage.

Au début de février 1989, le pack a progressé jusqu'à moins de 47 milles marins de la Maersk Vinlander, comme celle-ci arrivait au terme de ses activités au puits Amethyst F-20. La position du pack a fluctué entre 30 et 90 milles marins par rapport au puits Springdale M-29, plus méridional, pour le reste du mois. Et le pack, et les icebergs ont cependant empiété sur le site au début de mars et l'installation de forage a interrompu ses opérations et pris la route de Marystown le 10 mars. Le pack s'est avancé à moins de 14 milles marins du site mais, le 31 mars, il avait reculé, de sorte qu'il ne restait qu'une langue de glace relativement étroite à 60 milles marins au nord.

Plus de 50 icebergs ont pénétré le secteur du nord-est des Grands Bancs en mars 1989. La plupart d'entre eux sont passés à l'est du puits Springdale M-29, mais un petit iceberg en forme de dôme est passé à environ deux milles marins à l'ouest du site après que la Maersk Vinlander eut quitté les lieux. Un autre iceberg, dont la masse a au départ été estimée à 2,8 millions de tonnes, a touché le fond à 13,2 milles marins au nord-est du lieu de forage à la mi-mars; il n'avait pas bougé à la fin du mois.

Fonds pour l'étude de l'environnement

L'Office a continué de participer aux activités du Fonds pour l'étude de l'environnement en étant présent au sein de son conseil d'administration. Aucun nouveau travail de recherche n'a été financé en 1988, mais l'Office a parrainé plusieurs propositions d'études en prévision d'une reprise de financement de la recherche au cours de l'année à venir.

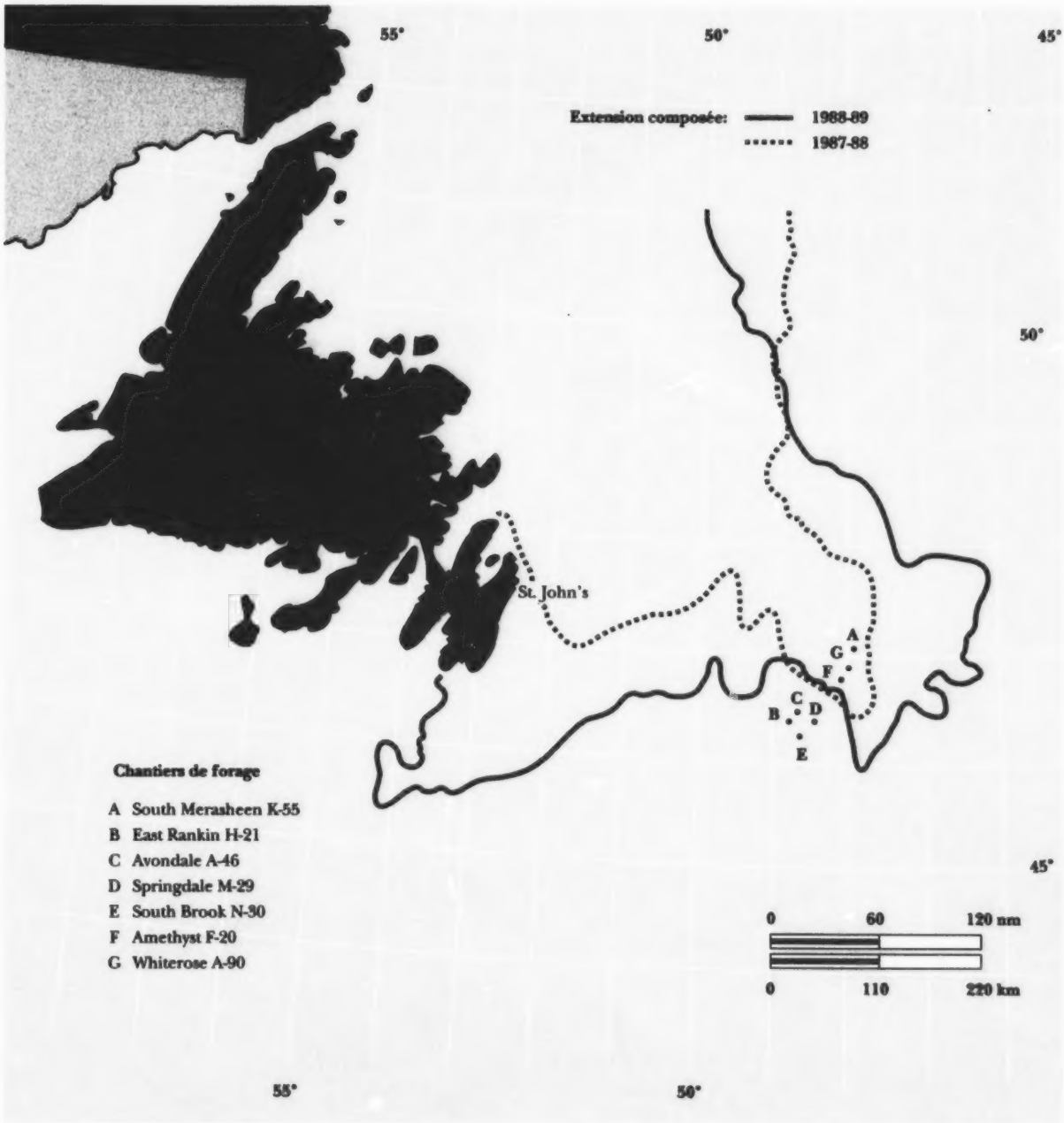
Une étude publiée en 1988 et intitulée *Laboratory Studies of the Behaviour and Fate of Waxy Crude Oil Spills* avait une application particulière au secteur extracôtier de Terre-Neuve.

Grâce à une série d'essais en laboratoire à petite et à moyenne échelles, on a étudié le comportement des déversements en mer de pétrole brut à base paraffinique. Les résultats indiquent que la différence de comportement entre ce type de pétrole et les types moins visqueux et plus classiques se soldera probablement par un taux de persistance plus élevé du pétrole déversé à la surface de la mer. Les essais préliminaires et à petite échelle de contre-mesures révèlent qu'il pourrait y avoir des problèmes à employer les méthodes classiques de lutte contre les déversements de ce type de pétrole.

La série de rapports du Fonds pour l'étude de l'environnement compte maintenant 95 titres dont on peut consulter des exemplaires à la bibliothèque de l'Office.

FIGURE 7

Extension de la banquise sur les Grands Bancs (1988 & 1989)



RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUR LE CANADA ET POUR TERRE-NEUVE

Conformément aux dispositions pertinentes des Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada - Terre-Neuve, l'Office a poursuivie, avec différents ministères et organismes des deux gouvernements, les pourparlers relatifs à un protocole d'entente concernant les exigences en matière de retombées industrielles et d'emploi de la législation. Comme l'année tirait à sa fin, l'Office attendait la solution à un certain nombre de questions intergouvernementales avant de mettre la touche finale au document.

Activités d'exploration

L'Office a examiné et approuvé deux plans des retombées économiques et trois demandes de prolongation de plans existants, pour un total de cinq nouveaux programmes d'exploration suscitant des dépenses de 98,6 millions de dollars en 1988-1989:

- Whiterose A-90 de Husky et al. (nouveau plan approuvé en août 1988)
- Avondale A-46 de Mobil et al. (prolongation du plan existant de Petro-Canada et concernant Terra Nova H-99/C-09, approuvé en juin 1988)
- South Brook N-30 de Petro-Canada et al. (prolongation du plan existant de Petro-Canada et concernant Terra Nova H-99/C-09, approuvé en juillet 1988)
- East Rankin H-21 de Chevron et al. (prolongation du plan existant de Petro-Canada et concernant Terra-Nova H-99/C-09, approuvé en août 1988)
- South Merasheen K-55, Amethyst F-20 et Springdale M-29 de Texaco et al. (nouveau plan approuvé en septembre 1988).

Dépenses

En 1988, les dépenses de prospection extracôtière et celles préalables à la mise en valeur ont totalisé 151,7 millions de dollars. Le tableau 5 présente une synthèse de ces dépenses. Les dépenses au chapitre du forage d'exploration et de délimitation représentent toujours la part la plus importante des dépenses de l'industrie dans le secteur extracôtier de Terre-Neuve.

Emploi

Le nombre des emplois directs, à Terre-Neuve, créés par les activités d'exploration et celles préalables à la mise en valeur a été de 8 690 personnes-mois, contre 7 147 personnes-

mois en 1987. De ce nombre, 8 317 personnes-mois ont été créées au chapitre des activités d'exploration, ce qui représente une augmentation de 1,737 personnes-mois par rapport à 1987. Au chapitre des activités préalables à la mise en valeur, il y avaient 373 personnes-mois, une diminution de 194 par rapport à 1987. Le tableau 6 présente un profil détaillé de l'emploi.

TABLEAU 5

Sommaire des dépenses

Activité	Dépenses (000 $) 1988*	1987*
Géophysique/ Géologique	2 071	548
Forage		
Équipement	67 038	104 549
Biens consommables	22 083	21 184
Services	26 880	19 379
Logistiques / soutien	11 921	19 845
Autre	5 591	11 079
Total partiel	133 513	176 036
Préamble à mise en valeur	15 354	10 640
I&F and R&D**	793	1 322
Total	**151 731**	**188 546**

*année civile
**Instruction et formation et recherche et développment

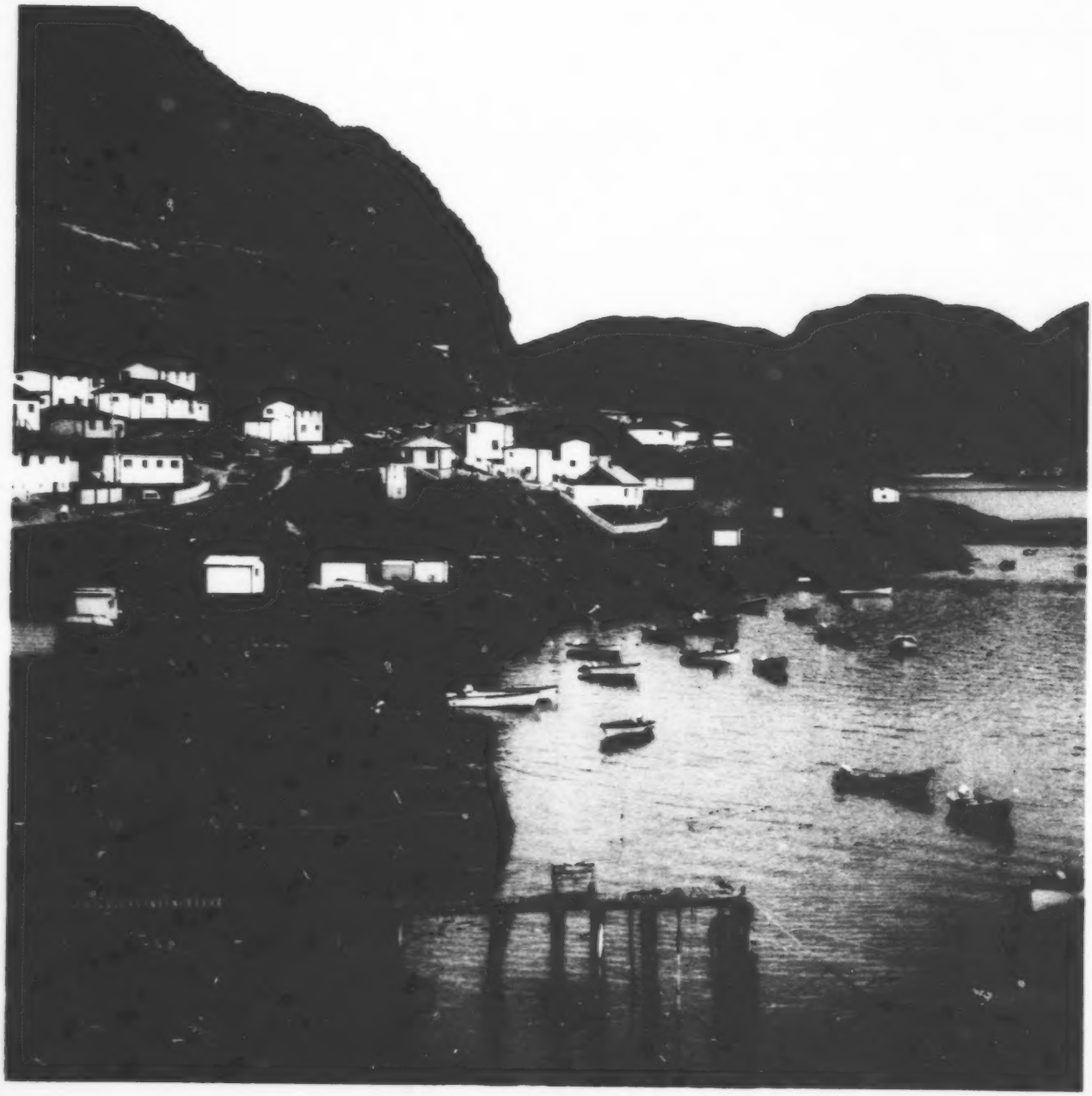
TABLE 6

Profile d' emploi

Type de compagnie	mois-persons (1988/1987)* Resident de Terre-Neuve	Autre Canadien	Total Canadien	Non Canadien	Total d' emploi
Sociétés pétrolières	471 / 755	113 / 172	584 / 927	95 / 156	679 / 1 083
Entrepreneurs en forage	1 410 / 1 346	1 115/ 1 085	2 525 / 2 431	12 /10	2 537 / 2 441
Entrepreneurs-bâtiments de service / soutien	1 351 / 1 091	309 / 384	1 660 / 1 475	0 / 0	1 660 / 1 475
Autre entrepreneurs en services	3 024 / 1 889	781 / 258	3 805 / 2 147	9 / 1	3 814 / 2 148
Total	**6 256 / 5 081**	**2 318 / 1 899**	**8 574 / 6 980**	**116 / 167**	**8 690 / 7 147**
% du total d' emploi	**72,0 / 71,1**	**26,7 / 26,6**	**98,7 / 97,7**	**1,3 / 2,3**	**100 / 100**

*année civile

Rapports Financiers



RENSEIGNEMENTS À CARACTÈRE FINANCIER

1. Inventaire des dépenses au titre des biens immobilisés en1988-1989, par rapport à celles de l'année passée :

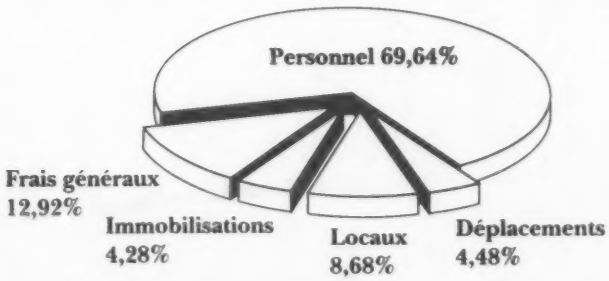
	Solde au 31/03/87	1987-1988	1988-1989	Depuis le début
Matériel informatique	440 096 $	52 505	38 543	531 144 $
Logiciels	43 743	121 983	[12 742]*	152 984
Meubles, matériaux et accessoires	135 753	7 993	169 925**	313 671
Véhicules	74 000	–	–	74 000
Total	693 592 $	182 481	195 726	1 071 799 $

* Au cours de l'année, l'Office a reçu 15 448 $ en remboursementdes frais engagés en 1987-1988 pour la conception encollaboration d'un programme informatique; ce remboursement correspond à sa part des revenus tirés de la vente subséquente de ce programme à des tiers.

** Cette somme inclut les 136 134 $ consacrés à l'achat de matériaux et d'accessoires pour le Centre d'entreposage des carottes et de recherche.

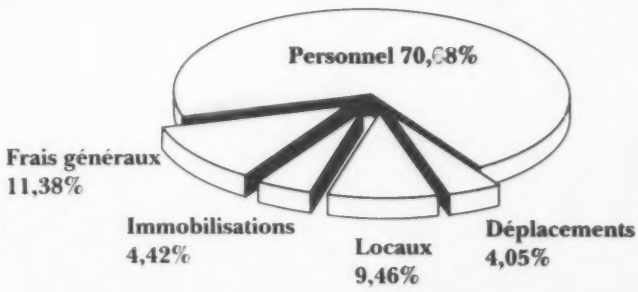
2. Des dépenses au titre de l'actif immobilisé totalisant 1 262 696 $ ont été faites en 1988-1989 pour la construction du Centre d'entreposage des carottes et de recherche; l'Office prévoit y consacrer 60 000 $ de plus au cours de l'année à venir. Cette installation est conçue pour le stockage et la garde de tous les registres géophysiques et de tous les échantillons géologiques et d'hydrocarbures reliés à la zone extracôtière de Terre-Neuve. L'Office est tenu, aux termes de son mandat, de mettre sur pied et d'entretenir un établissement de ce genre.

Dépenses
(Pourcentage du total dépenses)



1987-88

Total des dépenses 4 267 833 $



1988-89

Total des dépenses 4 423 900 $

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS ET ÉTATS FINANCIERS

A MEMBER OF ARTHUR YOUNG INTERNATIONAL

Clarkson Gordon

Chartered Accountants

Barne Johnston Centre
7th Floor
10 Fort William Place
St. John's, NFLD
Canada A1C 1K4

Telephone (709) 726-2840
Telecopier (709) 726-0345

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de l'Office Canada - Terre-Neuve
des hydrocarbures extracôtiers,

Nous avons vérifié le bilan des fonds cumulés de l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 1989 ainsi que l'état des revenus et dépenses et du fonds de capital destiné à la construction pour l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de l'Office au 31 mars 1989 ainsi que les résultats de son exploitation pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables décrits à la note 2 afférente aux états financiers, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Clarkson Gordon

St. John's, Terre-Neuve
le 28 avril 1989

Comptables agréés

BILAN DES FONDS CUMULÉS
31 MARS 1989

ACTIF	1989	1988
Actif à court terme:		
Placements (note 3)	500 000 $	420 000 $
Débiteurs	11 593	9 643
Règlement des sinistres à recevoir	—	43 836
	511 593	473 479
Immobilisations:		
Terrains	92 873	92 860
Construction en cours, bâtiments	1 325 717	63 034
	1 418 590	155 894
	1 930 183 $	629 373 $

PASSIF ET FONDS ACCUMULÉS		
Passif à court terme:		
Découvert bancaire	65 962 $	217 117 $
Créditeurs et frais courus	445 631	256 362
	511 593	473 479
Fonds accumulés:		
Fonds d'exploitation	—	—
Fonds de capital destiné à la construction	1 418 590	155 894
	1 930 183 $	629 373 $

Au nom du Conseil:

D. Henao
Membre

G. Ross Peters, ing.
Membre

Voir les notes ci-jointes

ÉTAT DES REVENUS ET DÉPENSES
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1989

	1989	1988
Revenus:		
Subventions –		
Gouvernement du Canada	2 192 868 $	2 097 402 $
Gouvernement du Terre-Neuve et du Labrador	2 192 868	2 097 402
	4 385 736	4 194 804
Intérêt	38 164	73 029
Total des revenus	4 423 900	4 267 833
Dépenses:		
Personnel	3 126 974	2 971 984
Déplacements	179 150	191 052
Locaux	418 507	370 806
Immobilisations	195 726	182 481
Général	503 543	551 510
Total des dépenses	4 423 900	4 267 833
Excédent des revenus sur les dépenses	Néant $	Néant $

ÉTAT DU FONDS DE CAPITAL DESTINÉ À LA CONSTRUCTION
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1989

	1989	1988
Subventions:		
Gouvernement du Canada	631 348 $	77 947 $
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador	631 348	77 947
	1 262 696	155 894
Fonds de capital, début de l'exercice	55 894	—
Fonds de capital, fin de l'exercice	1 418 590 $	155 894 $

Voir les notes ce-jointes

NOTES AFFÉRENTES AU ÉTATS FINANCIERS
31 MARS 1989

1. **Structure de l'organisme**

   L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a été constitué en 1985 afin de veiller à l'application des dispositions de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Atlantique Canada–Terre-Neuve telle qu'elle est promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de Terre-Neuve et du Labrador. L'Office reçoit des contributions équivalentes provenant des deux paliers de gouvernement.

2. **Principales conventions comptables**

   Sauf en ce qui concerne les immobilisations, l'Office a adopté des conventions comptables généralement reconnues et en usage dans les organismes de cette nature. Les conventions comptables les plus importantes sont comme suit:

   (a) Méthode de comptabilisation –

   L'Office utilise la comptabilité par fonds selon laquelle il répartit les postes des états financiers entre les fonds d'exploitation et le fonds de capital. Une fois regroupés, ces fonds composent les fonds cumulés tels qu' ils sont présentés au bilan.

   - Les fonds d'exploitation comprend l'actif et le passif d'exploitation de l'Office. Les dépenses d'exploitation, y compris les dépenses relatives au mobilier, au matérial et aux véhicules, sont financées par les subventions accordées par le gouvernement du Canada et par le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador.
   - Les fonds de capital destiné à la construction comprend les terrains et le bâtiment dont l'Office est propriétaire.

   (b) Immobilisations –

   L'Office impute au fonds d'exploitation les dépenses de mobilier, de matériel et de véhicules engagées dans l'exercice où ils ont été acquis. Les éléments d'actif à long terme et les frais reliés aux éléments d'actif en construction à la fin de l'exercice sont capitalisés dans le fonds de capital. Le produit de la vente de toutes les immobilisations est remis aux deux paliers de gouvernement.

   Les dépenses engagées au titre de biens loués, qu'elles soient des dépenses d'exploitation ou de capital, sont portées à l'exploitation dans l'exercice où le paiement est effectué.

3. **Placements**

	Date d'acquisition	Date d'échéance	Taux d'intérêt	1989	1988
Dépôts à terme	31 mars 1988	8 avril 1988	7,50%		210 000 $
	31 mars 1988	15 avril 1988	7,50%		210 000
	31 mars 1989	7 avril 1989	9,25%	300 000 $	
	31 mars 1989	7 avril 1989	9,25%	200 000	
				500 000 $	420 000 $

4. **Engagements**

   L'Office s'est engagé, en vertu des modalités d'un contrat de location des locaux, à verser un loyer annuel d'environ 388 000 $ jusqu'au 30 avril 1991. De plus, l'Office s'est engagé en vertu de contrats pour le construction d'un bâtiment afin d'y entreposer et d'y conserver des registres géophysiques, des échantillons géologiques et des échantillons d' hydrocarbures. Le coût total jusqu'ici s'élève à 1 418 590 $. L'Office prévoit dépenser un montant additionel de 60 000 $ au cours de l'exercise financier 1989-1990 pour achever la construction du bâtiment.

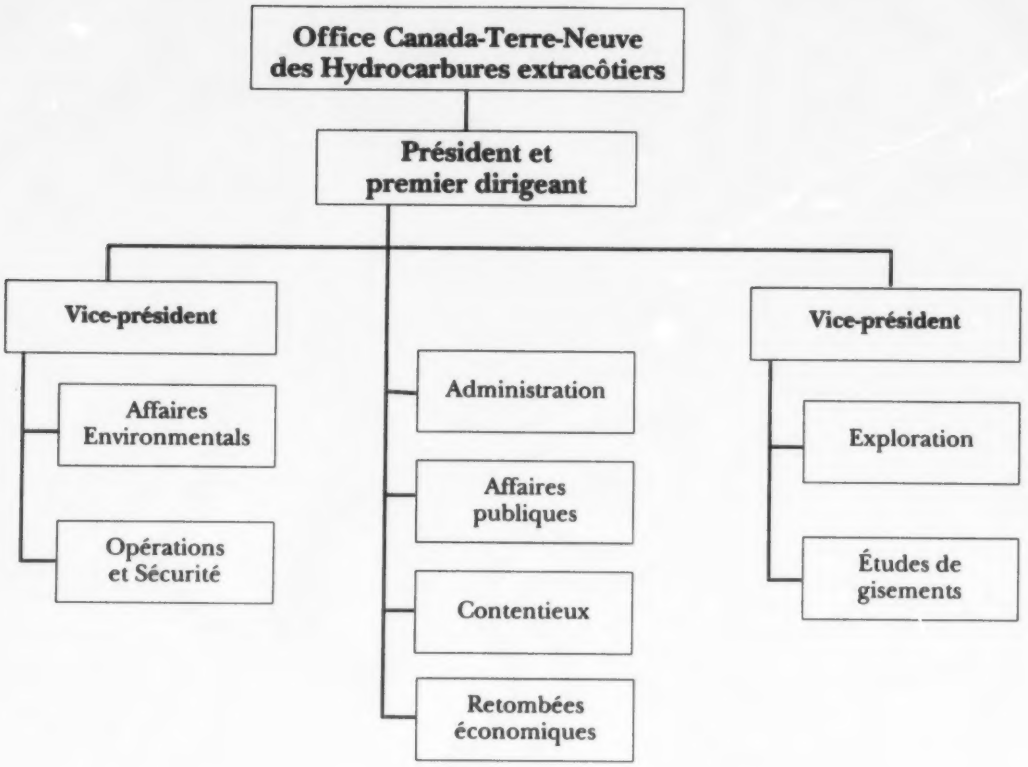
5. **Exonération d'impôt**

   L'Office est un organisme sans but lucratif, exonéré d'impôt sur le revenu en vertu de l'article 149 de la Loi de l'impôt sur le revenu.

6. **Chiffres correspondants**

   Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la presentation de l'exercice en cours.

Organization de l'Office



L'Office

J.E. (Ted) Baugh, ing.
President et premier dirigeant

John G. Fitzgerald, ing.
Vice-président

Diego Henao
Vice-président

G. Ross Peters, ing.
Membre

John J. Zwolinski
Membre

Personnel de Gestion

D.H. Brannen
Directeur d'administration

Riaz Chaudhry
Directeur d'exploration

Wayne Chipman, ing.
Directeur d'études de gisements

Bill Hickey
Directeur des affaires publiques

Brian Jonasson, ing.
Directeur d'opérations et sécurité

Ted O'Keefe, ing.
Directeur de retombés économiques
Canada Terre-Neuve

Jim McComiskey
Directeur des affaires environnementales

Angus Taylor, L.L.B.
Directeur de contentieux